

Universidade Federal do Espírito Santo – UFES
Centro Tecnológico
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

NETALIANNE MITCHELLE FAGUNDES HERINGER

Modelagem de Arranjo Fotovoltaico com
Sombreamento Parcial para Referência de Emuladores
Estáticos

Brasil

2016

NETALIANNE MITCHELLE FAGUNDES HERINGER

Modelagem de Arranjo Fotovoltaico com Sombreamento Parcial para Referência de Emuladores Estáticos

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Universidade Federal do Espírito Santo – UFES

Centro Tecnológico

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Orientador: Domingos Sávio Lyrio Simonetti

Brasil

2016

Dados Internacionais de Catalogação-na-publicação (CIP)
(Biblioteca Setorial Tecnológica,
Universidade Federal do Espírito Santo, ES, Brasil)

H546m Heringer, Netalianne Michelle Fagundes, 1991-
Modelagem de arranjo fotovoltaico com sombreamento
parcial para referência de emuladores estáticos / Netalianne
Michelle Fagundes Heringer. – 2016.
89 f. : il.

Orientador: Domingos Sávio Lyrio Simonetti.
Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) –
Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Emuladores (Programas de computador) 2. Conversores
de corrente elétrica. 3. Eletrônica de potência. 4. Sistemas de
energia fotovoltaica. I. Simonetti, Domingos Sávio Lyrio. II.
Universidade Federal do Espírito Santo. Centro Tecnológico. III.
Título.

CDU: 621.3

NETALIANNE MITCHELLE FAGUNDES HERINGER

**MODELAGEM DE ARRANJO FOTOVOLTAICO COM
SOMBREAMENTO PARCIAL PARA REFERÊNCIA DE
EMULADORES ESTÁTICOS**

Dissertação submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 08 de dezembro de 2016.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Domingos Sávio Lyrio Simonetti - Orientador
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES

Prof. Dr. Jussara Farias Fardin
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES

Prof. Dr. Wagner Teixeira da Costa
Instituto Federal do Espírito Santo - IFES

À mamãe e vovó, minha inspiração.

Agradecimentos

Sou grata a Deus, o dono dos meus dias. A Ele agradeço a nova vida, que de presente ganhei.

Aos meus pais Ana e José e meus avós Neuza e José. Obrigada pelo cuidado, o exemplo, o incentivo e amor incondicional. Nenhum título que eu possa um dia conquistar se compara aos valores que recebi de vocês.

À minha querida irmã Anatelli, pelo apoio, pela amizade. Por cuidar tão bem de mim, nesta etapa que se encerra.

Ao meu orientador professor Domingos, por estar presente ensinando e compartilhando conhecimentos.

Aos amigos do LEPAC e do CISNE pelas conversas, os momentos de descontração, e conhecimentos divididos. Em especial, meu muito obrigada ao amigo Arthur e Thomaz, pelo apoio concedido, pelo incentivo e por serem importantes na conquista desta etapa.

Aos estimados irmãos da 4ª Igreja Batista em Guarapari, pelas orações, torcida e o carinho.

A todas as pessoas que são especiais em minha vida. Àquelas que conheci em Vitória e outras, de longas datas, mas sempre lembradas. Aos alunos que se tornaram amigos.

Ao CNPq pelo apoio financeiro concedido.

*“Toda a minha vida tenho me apoiado em Ti;
desde o meu nascimento Tu tens me protegido.*

Eu sempre Te louvarei.”

(Bíblia Sagrada, Salmos 71, 6)

Resumo

Devido à necessidade do emprego de técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência no estudo de energia solar fotovoltaica, e considerando a dificuldade de viabilizar ensaios e testes em laboratório, este trabalho consiste em modelar um arranjo fotovoltaico representando o efeito do sombreamento parcial em arranjos como referência para emuladores de módulos PV's.

As características nominais de um módulo fotovoltaico são descritas por meio de um modelo matemático que, por simulação computacional, estabelece uma corrente de referência para emulação de um conjunto de módulos conectados em série. O modelo matemático utilizado é adaptado para representar os efeitos de sombreamento parcial a que são expostos os arranjos fotovoltaicos, e a corrente de referência disponibilizada é utilizada como referência de corrente do laço de controle de um conversor CC que deve conseguir imitar o comportamento de um arranjo fotovoltaico com sombreamento parcial.

O algoritmo para adequação aos efeitos de sombreamento parcial, o projeto do emulador e os resultados obtidos são apresentados considerando diferentes níveis de radiação do Sol e para diferentes condições de sombreamento parcial.

A partir dos resultados apresentados e comparados com um sistema de referência foi possível obter uma resposta satisfatória para a representação de arranjos série de módulos em situação de sombreamento parcial. Os resultados de cálculo de desvios se mantiveram abaixo da faixa de tolerância prevista pelo fabricante do módulo comercial utilizado.

O conversor projetado e a sintonia do controlador obtiveram bom funcionamento para todas as condições de irradiância mostradas com um bom comportamento dinâmico, sendo capaz de representar as características elétricas do arranjo de maneira adequada.

Palavras-chave: sombreamento parcial, MPPT, emulador, conversor *Buck*, módulo solar.

Abstract

The present work consists in modeling a PV array as a reference for PV modules emulators, including partial shadowing effects representation. These emulators are implemented for the sake of the need to employ maximum power point tracking techniques in solar energy studies and due to the issues to make laboratory tests feasible.

PV module rated characteristics are described through a mathematical model, which by computational simulation establishes a reference current to a series connected array emulation. The mathematical model used is adapted to represent the shadowing effects that occur in PV panels, and this reference current is provided to a DC-DC converter. The converter is responsible to represent electrical aspects of array.

The partial shadowing adequation algorithm, the emulator design, and the different sun radiation levels and shadowing conditions are considered when presenting the results. By these results it was possible to obtain a suitable representation of series arrays during partial shadowing. The evaluated deviation is kept below manufacturer tolerance levels, for the commercial module used. Designed converter and control worked for all irradiance conditions, with good dynamic behavior. The system is able to properly represent array electric characteristics.

Keywords: partial shadowing, MPPT, emulator, *Buck* converter, solar module.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Estrutura de uma célula fotovoltaica	17
Figura 2 – Módulo fotovoltaico de silício monocristalino	17
Figura 3 – Comportamento da corrente em função da variação de tensão de um módulo fotovoltaico	18
Figura 4 – Comportamento da potência em função da variação de tensão de um módulo fotovoltaico	18
Figura 5 – Influência da variação de radiação solar em módulos fotovoltaicos . . .	19
Figura 6 – Influência da variação de temperatura em módulos fotovoltaicos . . .	19
Figura 7 – Alteração do ponto de operação do módulo para a máxima potência com variação das condições climáticas	20
Figura 8 – Conexão de dois módulos fotovoltaicos em série	21
Figura 9 – Conexão de dois módulos fotovoltaicos em paralelo	21
Figura 10 – Curva I-V: Conexão de dois módulos fotovoltaico em paralelo	21
Figura 11 – Curva I-V: Conexão de dois módulos fotovoltaico em série	22
Figura 12 – Curva I-V: Arranjo de módulos fotovoltaicos em condição de sombreamento	22
Figura 13 – Curva P-V: Arranjo de módulos fotovoltaicos em condição de sombrea- mento	23
Figura 14 – Esquemático do emulador eletrônico de arranjos PV's.	24
Figura 15 – Circuito elétrico equivalentes do Modelo Ideal	28
Figura 16 – Modelo Ideal com os terminais curto-circuitados	28
Figura 17 – Modelo Ideal com uma carga R_L conectada aos terminais do circuito equivalente	29
Figura 18 – Circuito elétrico equivalentes do modelo com resistência em série	30
Figura 19 – Circuito elétrico equivalentes do Modelo com Resistência em Paralelo .	31
Figura 20 – Circuito elétrico equivalente do Modelo com Dois Diodos	31
Figura 21 – Espelhamento da curva característica de um módulo PV	32
Figura 22 – Principais estágios do algoritmo ED. (D'ELIA; HOLSTEN, 1998) . . .	35
Figura 23 – Fluxograma de funcionamento básico do algoritmo de evolução diferen- cial. (SILVA, 2014)	37
Figura 24 – Célula solar polarizada inversamente com tensão de ruptura de 20V .	39
Figura 25 – Modo de conexão de diodos de <i>bypass</i> em módulos comerciais (VEE- RAPEN; WEN, 2016)	39
Figura 26 – Módulos fotovoltaicos conectados em série com diodo de <i>bypass</i>	40
Figura 27 – Arranjo fotovoltaicos de 2 módulos, ambos com irradiância de $1000W/m^2$: (a) Curva IV, (b) Curva PV	41
Figura 28 – Situação ilustrativa para exemplificar o efeito do sombreamento	41

Figura 29 – Perfil IV do arranjo fotovoltaicos de 2 módulos, módulo 1 com irradiância de $1000W/m^2$ e módulo 2 com irradiância de $500W/m^2$	42
Figura 30 – Arranjo fotovoltaicos de 2 módulos, módulo 1 com irradiância de $1000W/m^2$ e módulo 2 com irradiância de $500W/m^2$: (a)Corrente no módulo 1 (b) Tensão no módulo 1	42
Figura 31 – Arranjo fotovoltaicos de 2 módulos, módulo 1 com irradiância de $1000W/m^2$ e módulo 2 com irradiância de $500W/m^2$: (a)Tensão no módulo 2 (b) Corrente no módulo 2	43
Figura 32 – Arranjo fotovoltaicos de 2 módulos, módulo 1 com irradiância de $1000W/m^2$ e módulo 2 com irradiância de $500W/m^2$: (a)Tensão no diodo d2 (b) Corrente no diodo d2	44
Figura 33 – Tensão do módulo 1 em função da tensão no intervalo onde ambos os módulos conduzem conjuntamente.	44
Figura 34 – Arranjo fotovoltaicos de 2 módulos, módulo 1 com irradiância de $1000W/m^2$ e módulo 2 com irradiância de $500W/m^2$: Curva PxV . . .	45
Figura 35 – Influência das condições climáticas nas características elétricas do painel KC50T- Kyocera: (a) Variação da temperatura (b) Variação da radiação.	46
Figura 36 – Esquemático para validação do modelo matemático	48
Figura 37 – Perfil IV detalhado para módulos sombreados	49
Figura 38 – Ilustração da operação do arranjo nos intervalos A e B	50
Figura 39 – Implementação da corrente I_{somb}	52
Figura 40 – Simulação do modelo matemático implementado	53
Figura 41 – Representação do módulo a partir da célula no SIMULINK	53
Figura 42 – Representação da tensão de saída do conversor por uma rampa de tensão variando de 0 a 60 V.	54
Figura 43 – Característica PxV do arranjo considerando 1 iteração para irradiâncias: a) $1 kW/m^2$ e $200 W/m^2$; b) $1 kW/m^2$ e $500 W/m^2$; c) $1 kW/m^2$ e $800 W/m^2$	55
Figura 44 – Característica PxV do arranjo considerando 2 iterações para irradiâncias: a) $1 kW/m^2$ e $200 W/m^2$; b) $1 kW/m^2$ e $500 W/m^2$; c) $1 kW/m^2$ e $800 W/m^2$	56
Figura 45 – Característica PxV do arranjo considerando 3 iterações para irradiâncias: a) $1 kW/m^2$ e $200 W/m^2$; b) $1 kW/m^2$ e $500 W/m^2$; c) $1 kW/m^2$ e $800 W/m^2$	57
Figura 46 – Característica PxV do arranjo considerando 4 iterações para irradiâncias: a) $1 kW/m^2$ e $200 W/m^2$; b) $1 kW/m^2$ e $500 W/m^2$; c) $1 kW/m^2$ e $800 W/m^2$	58

Figura 47 – Característica $I \times V$ do arranjo considerando os valores de irradiância: a) 1 kW/m^2 e 200 W/m^2 ; b) 1 kW/m^2 e 500 W/m^2 ; c) 1 kW/m^2 e 800 W/m^2	60
Figura 48 – Gráfico do desvio percentual em função da tensão do arranjo	61
Figura 49 – Esquemático do emulador eletrônico de arranjos PV's	62
Figura 50 – Circuito equivalente do conversor durante o período que a chave se encontra fechada	63
Figura 51 – Circuito equivalente do conversor durante o período t_{on}	65
Figura 52 – Circuito equivalente do conversor durante o período t_{off}	66
Figura 53 – Diagrama de Bode para G_{id} em malha aberta	70
Figura 54 – Diagrama de Bode para $G_{id} \cdot G_c$ em malha aberta	71
Figura 55 – Simulação do emulador fotovoltaico implementado	72
Figura 56 – Característica $I \times V$ do arranjo com rampa crescente de tensão comparando corrente de referência e a de saída do conversor para: a) 1000 W/m^2 e 200 W/m^2 ; b) 1000 W/m^2 e 500 W/m^2 ; c) 1000 W/m^2 e 800 W/m^2	73
Figura 57 – Característica de corrente do arranjo com rampa decrescente de tensão comparando corrente de referência e a de saída do conversor para: a) 1000 W/m^2 e 200 W/m^2 ; b) 1000 W/m^2 e 500 W/m^2 ; c) 1000 W/m^2 e 800 W/m^2	74
Figura 58 – Características elétricas do arranjo com rampa crescente de tensão para um módulo com 800 W/m^2 de irradiância e outro com 300 W/m^2 . a) Tensão ; b) Corrente; c) $P \times V$	75
Figura 59 – Características elétricas do arranjo com rampa decrescente de tensão para um módulo com 800 W/m^2 de irradiância e outro com 300 W/m^2 . a) Tensão ; b) Corrente; c) $P \times V$	76

Lista de tabelas

Tabela 1	–	Características do Módulo KC50T- Kyocera.	47
Tabela 2	–	Configuração da ED para o módulo KC50T.	47
Tabela 3	–	Resultado da ED para o módulo KC50T.	48
Tabela 4	–	Comparação entre os modelos para irradiâncias distintas	59
Tabela 5	–	Parâmetros do conversor <i>Buck</i> projetado.	64

Sumário

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Contextualização do estudo	15
1.2	O sistema fotovoltaico e suas particularidades	16
1.2.1	Células e módulos Fotovoltaicos	16
1.2.2	Influência das condições climáticas	18
1.2.3	Arranjos fotovoltaicos e condições de sombreamento	20
1.3	Motivação e justificativa	23
1.4	Objetivos	24
1.4.1	Objetivo geral	24
1.4.2	Objetivo específico	24
1.5	Organização do trabalho	25
2	MODELAGEM E EMULAÇÃO DE ARRANJOS FOTOVOLTAICOS	26
2.1	Estado da Arte	26
2.2	Modelagem matemática de módulos fotovoltaicos	27
2.2.1	Modelo Ideal	28
2.2.2	Modelo com Resistência em Série	30
2.2.3	Modelo com Resistência em Paralelo	31
2.2.4	Modelo com Dois Diodos	31
2.2.5	Modelo de Primeira Ordem	32
2.2.6	Análise e conclusão entre os modelos matemáticos apresentados	33
2.3	Estimação de parâmetros - O algoritmo da Evolução Diferencial	34
2.3.1	Mutação	35
2.3.2	Crossover	35
2.3.3	Seleção	36
3	A INFLUÊNCIA DO SOMBREAMENTO EM ARRANJOS SÉRIE DE PV'S	38
3.1	Polarização inversa de uma célula solar e diodos de <i>bypass</i>	38
3.2	Características elétricas de arranjos séries sombreados	40
4	A MODELAGEM DE SOMBREAMENTO PARCIAL EM ARRANJOS FOTOVOLTAICOS	46
4.1	Características do módulo utilizado e estimação de parâmetros	46
4.2	Adaptação do Modelo de Primeira Ordem para representação de módulos em série	48

4.3	Avaliação do modelo matemático com sombreamento em simulação	52
4.4	Conclusões	57
5	O EMULADOR DE ARRANJO FOTOVOLTAICO	62
5.1	Projeto do conversor Buck	62
5.2	Controlador PI	64
5.2.1	Função de transferência em malha aberta do conversor	64
5.2.2	Projeto do controlador	69
5.3	Avaliação do emulador de arranjo fotovoltaico	71
5.4	Conclusões	76
6	CONCLUSÃO	78
6.1	Conclusões finais	78
6.2	Trabalhos futuros	79
6.3	Produção científica	79
	REFERÊNCIAS	80
	APÊNDICES	82

1 Introdução

1.1 Contextualização do estudo

Segundo Dimitriev (2013), a busca por ampliar o fornecimento de energia para atender as necessidades econômicas é a questão chave para o desenvolvimento de uma civilização. No entanto, a produção de energia ainda é considerada uma atividade que apresenta grande impacto ao meio ambiente, visto que o mundo utiliza majoritariamente fontes energéticas primárias não renováveis em seu suprimento de energia. Dentre as energias não renováveis mais utilizadas estão os combustíveis fósseis - petróleo, carvão mineral e gás natural, responsáveis pela emissão de CO₂, um dos gases relacionados com alguns dos problemas ambientais mais discutidos atualmente. (FILHO, 2009)

Neste contexto, se tornou necessária a ampliação das matrizes energéticas mundiais, em busca de novas formas de geração de energia. Em um contexto nacional, a matriz energética brasileira não apresenta tanta dependência dos combustíveis fósseis uma vez que a geração de energia elétrica no país tem em grande parte origem de recursos hídricos. Segundo o relatório do balanço energético nacional realizado pela epe - Empresa de Pesquisa Energética com base no ano de 2015, 64% da energia elétrica brasileira é proveniente das hidrelétricas enquanto 22,2% são de origem fóssil. Os 13,8% restantes são referentes ao gás natural e outras fontes renováveis.(EPE, 2016)

No entanto, apesar da energia hidráulica ser essencialmente limpa, os altos custos de investimentos e manutenção de um sistema de transmissão extenso no país aparecem como fatores negativos, além da fragilidade de uma matriz energética baseada apenas em recursos dependentes de condições climáticas. Todas estas colocações, abrem espaço para a busca e o incentivo a pesquisas sobre novas formas de distribuição e fontes alternativas de energia, que apresentem um baixo impacto ambiental podendo ser instaladas mais próximas às cargas e aos consumidores de energia elétrica.

Dentre as fontes renováveis alternativas que podem incrementar a matriz energética, sendo utilizadas na geração distribuída, podemos destacar a energia solar fotovoltaica, por ser no aspecto operacional menos poluente, sem ruídos, de manutenção simples e de baixo impacto ambiental, podendo gerar eletricidade junto às construções, sem necessidade de longas linhas de transmissão.(COSTA, 2010)

Em 2011 a Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica, em conjunto com algumas concessionárias de energia, promoveu o projeto estratégico "Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira". O objetivo do projeto foi o de promover a criação de usinas experimentais de energia fotovoltaica

interligadas ao Sistema Elétrico Nacional que somam quase 25 MW de capacidade instalada de geração. Em abril de 2012 foi publicada também pela Aneel a resolução número 482 autorizando a micro e minigeração de energia a partir de fontes renováveis e alternativas de energia elétrica conectados diretamente à baixa tensão. Tal resolução constituiu um marco regulatório no país, de tal forma que incentivou a entrada de fontes renováveis (dentre elas a solar) no sistema interligado e obrigou a aceitação por parte das concessionárias de energia a geração própria de pequeno porte.(ANEEL, 2012)

Assim sendo, considerando a geração distribuída prevista pela resolução 482, bem como os parques de energia de geração solar instalados, é possível indicar que o potencial de exploração da energia solar é muito grande. Basicamente, a quantidade de energia gerada depende da insolação de Sol na região em que é instalado, sendo no Brasil a insolação média anual entre 4.500 e 6.000 Wh/m^2 . (VILLALVA; GAZOLI, 2013). Segundo Villalva (2015) as elevadas taxas de insolação e o grande território brasileiro, permite ao país um potencial de pelo menos dez vezes superior à capacidade instalada atualmente na Alemanha, país que é líder mundial no aproveitamento de energia. Tal informação, representa cerca de 2000 GW de eletricidade gerada a partir da luz do Sol, o dobro de toda a capacidade elétrica instalada no país atualmente.

Contudo, a energia do Sol como fonte de energia elétrica apresenta também suas desvantagens. A potência elétrica disponível nos terminais de um sistema de energia solar, depende de suas características construtivas e também de condições climáticas, como radiação e temperatura. A forma de armazenamento deste tipo de energia ainda não é das mais eficientes e o rendimento da geração ainda é baixo se comparados a outras fontes mais utilizadas.

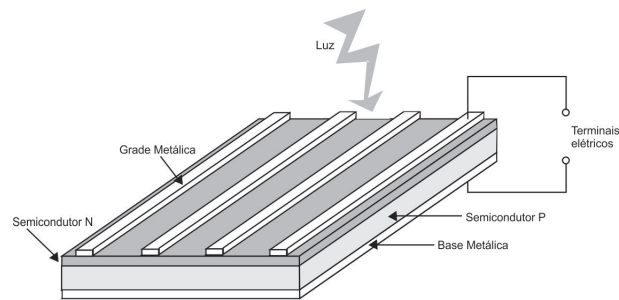
Desta forma, estudar e implementar projetos e pesquisas voltados para a melhoria da geração solar é de grande importância e de relevância para o atual cenário e as perspectivas de geração de energia do Brasil e do mundo.

1.2 O sistema fotovoltaico e suas particularidades

1.2.1 Células e módulos Fotovoltaicos

A energia do Sol pode ser utilizada a partir de uma conversão direta em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico. Quando a radiação eletromagnética do Sol incide sobre uma célula composta de materiais semicondutores com propriedades específicas ocorre o fenômeno fotovoltaico. As células fotovoltaicas então são compostas por duas camadas de materiais semicondutores (P e N) , uma base metálica inferior responsável pela coleta da energia elétrica e uma grade metálica superior responsável por receber a radiação do Sol. A estrutura de uma célula fotovoltaica pode ser vista na Figura 1.

Figura 1 – Estrutura de uma célula fotovoltaica

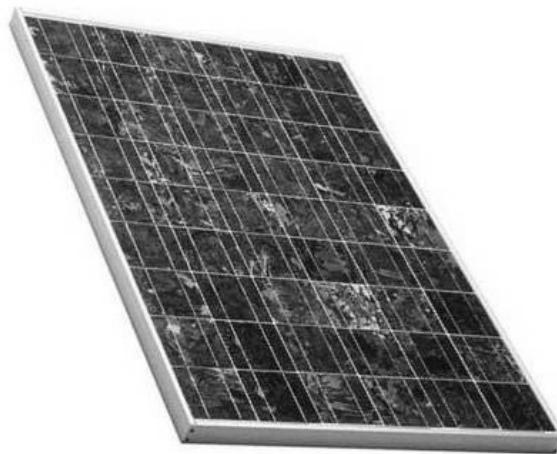


Fonte: Villalva (2015)

O material semicondutor mais utilizado para fabricação de uma célula fotovoltaica é o silício que pode ser monocristalino, policristalino ou amorfo. Uma célula sozinha produz uma tensão elétrica muito baixa, mas é possível a conexão de várias células em série para o fornecimento de uma tensão mais elevada. O conjunto empacotado de células agrupadas disponível comercialmente é chamado na literatura como módulo, placa ou painel, termos que apresentam o mesmo significado indistintamente. (VILLALVA, 2015).

Um módulo fotovoltaico comercial tipicamente, fornece em torno de 50 a 250 W com tensão máxima até aproximadamente 30V e corrente até 8 A. A Figura 2 ilustra um módulo de silício monocristalino.

Figura 2 – Módulo fotovoltaico de silício monocristalino



Fonte: Villalva (2015)

Este dispositivo, também usualmente chamado de PV -*photovoltaic*, apresenta certas particularidades que o diverge de uma fonte elétrica convencional. A saída de tensão em seus terminais não é constante e a corrente depende da tensão, da mesma maneira que a tensão depende da corrente. Desta forma, o ponto de operação do módulo depende da carga conectada em seus terminais. A Figura 3 apresenta como se comporta a corrente

de um PV (curva I-V), dada uma variação de tensão em seus terminais, e da mesma maneira a Figura 4 apresenta o comportamento de potência (curva P-V). Nas curvas são identificadas a corrente de curto circuito - I_{sc} e a tensão de circuito aberto- V_{oc} dos módulos fotovoltaicos, bem como o ponto de operação onde a potência fornecida é máxima - P_{mp} .

Figura 3 – Comportamento da corrente em função da variação de tensão de um módulo fotovoltaico

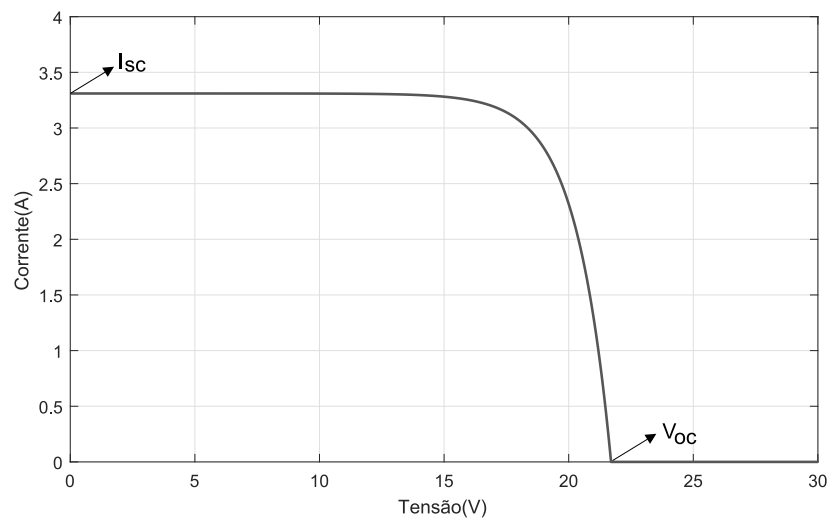
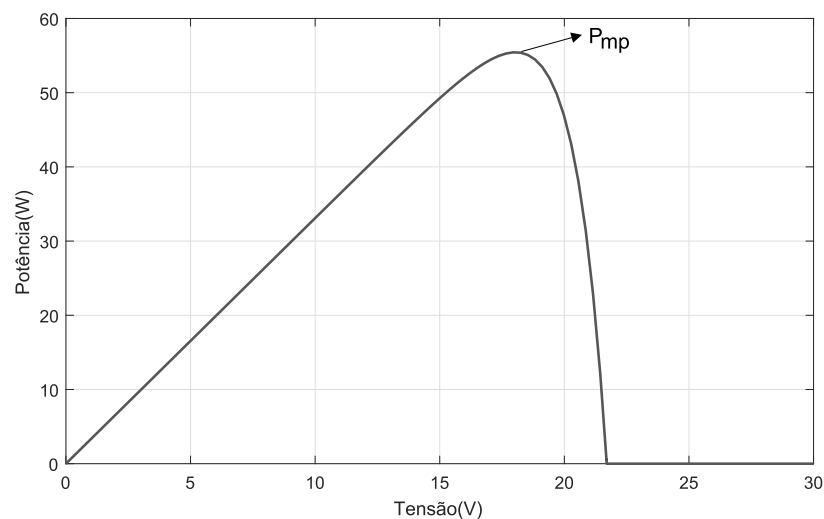


Figura 4 – Comportamento da potência em função da variação de tensão de um módulo fotovoltaico



1.2.2 Influência das condições climáticas

A potência elétrica disponível nos terminais de um PV, depende de suas características construtivas, mas também é dependente das condições climáticas, como radiação e temperatura. A corrente do módulo diminui à medida que a intensidade de radiação

diminui, não sofrendo a tensão grande variação. Entretanto, altas temperaturas concluem na diminuição da tensão disponível nos terminais de saída do módulo. O comportamento mostrado nas Figuras 3 e 4 sofrerá alterações com a variação das condições climáticas. As Figuras 5 e 6 apresentam as curvas características de um determinado módulo para diferentes condições de temperatura e radiação.

Figura 5 – Influência da variação de radiação solar em módulos fotovoltaicos

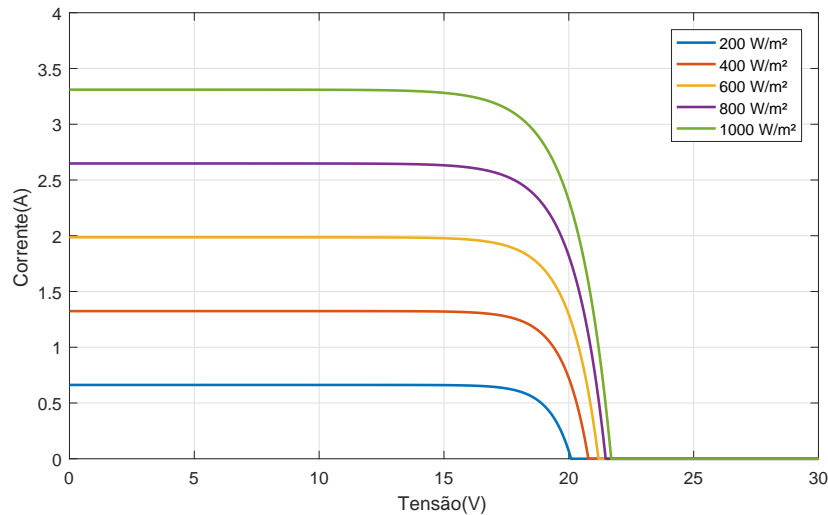
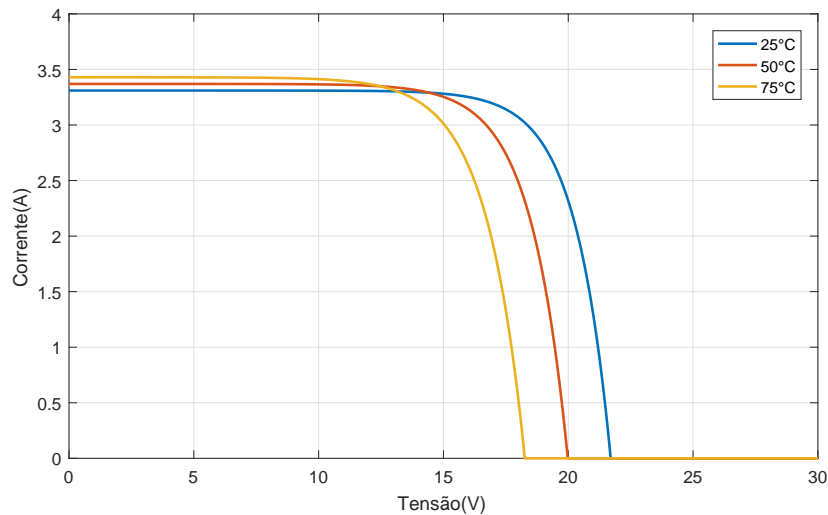


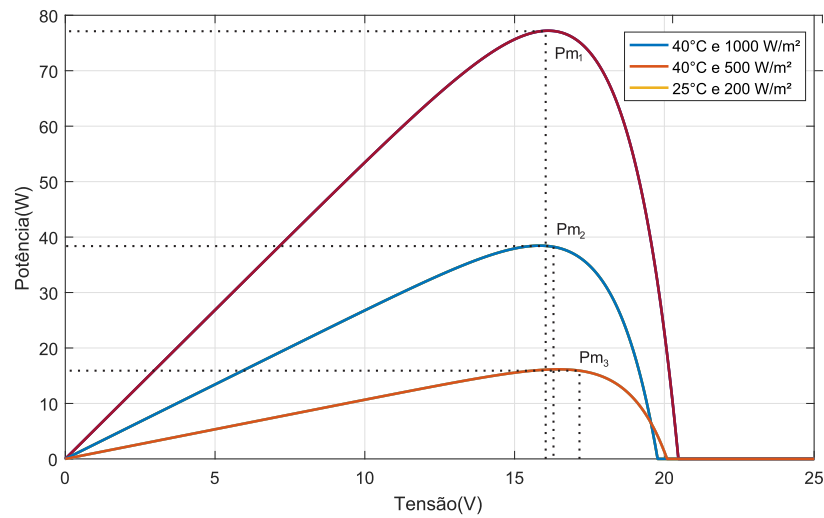
Figura 6 – Influência da variação de temperatura em módulos fotovoltaicos



Módulos fotovoltaicos submetidos a baixos valores de irradiação, e elevados de temperatura, apresentam diminuição do nível de potência disponível em seus terminais de saída, o que implica em alteração do ponto desejado de operação do sistema. Para melhor entendimento, o fato pode ser exemplificado da seguinte maneira: Um sistema fotovoltaico se encontra atuando em um determinado ponto de operação (um valor de tensão que apresenta sua correspondente corrente na curva I-V do módulo) para um determinado valor de radiação e temperatura, de tal forma que é fornecida à carga a potência máxima

que este módulo pode disponibilizar. Se os valores de irradiância ou temperatura alterarem no decorrer do dia, o ponto de operação atual do módulo pode não mais fornecer a maior potência desejada. Ou seja, o ponto de operação para que a maior potência seja fornecida ao módulo altera, quando se altera também as condições climáticas. Isto pode ser ilustrado na Figura 7.

Figura 7 – Alteração do ponto de operação do módulo para a máxima potência com variação das condições climáticas



Observa-se que o ponto Pm altera para diferentes valores de irradiância e temperatura. Uma das formas de melhorar a eficiência do funcionamento de um PV é então integrá-lo com dispositivos controladores que implementam técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência (MPP- *Maximum Power Point*), conhecidas como algoritmos MPPT (*Maximum power point trackers*).

1.2.3 Arranjos fotovoltaicos e condições de sombreamento

Um módulo fotovoltaico pode fornecer uma potência limitada e para produzir a capacidade de energia elétrica desejada é usual empregar um número maior de módulos agrupados em série, ou em paralelo, dependendo da aplicação. A este agrupamento de módulos fotovoltaicos, chama-se de arranjo fotovoltaico.

Quando os módulos são conectados em série, a tensão fornecida por cada módulo é somada e a carga é submetida a uma tensão mais elevada. Já um arranjo com conexão de módulos em paralelo, a corrente se soma para fornecer à carga um valor maior de corrente mantendo-se a tensão. A Figura 8 apresenta a conexão de dois painéis em série e a Figura 9 em paralelo.

As Figuras 10 e 11 apresentam o formato da curva característica I-V para um arranjo de módulos em paralelo e em série respectivamente. Perceba que em série a tensão

Figura 8 – Conexão de dois módulos fotovoltaicos em série

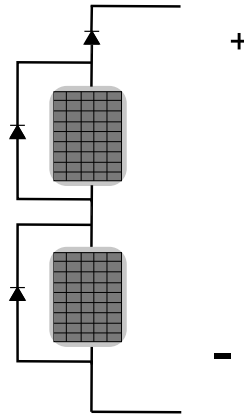
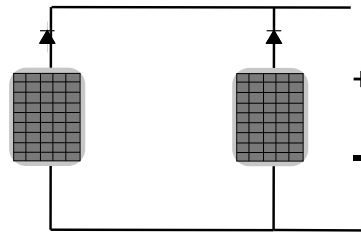
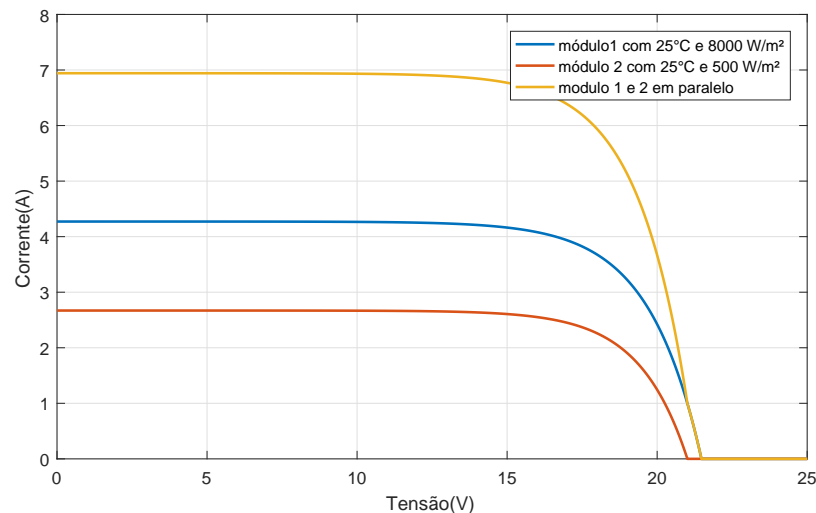


Figura 9 – Conexão de dois módulos fotovoltaicos em paralelo



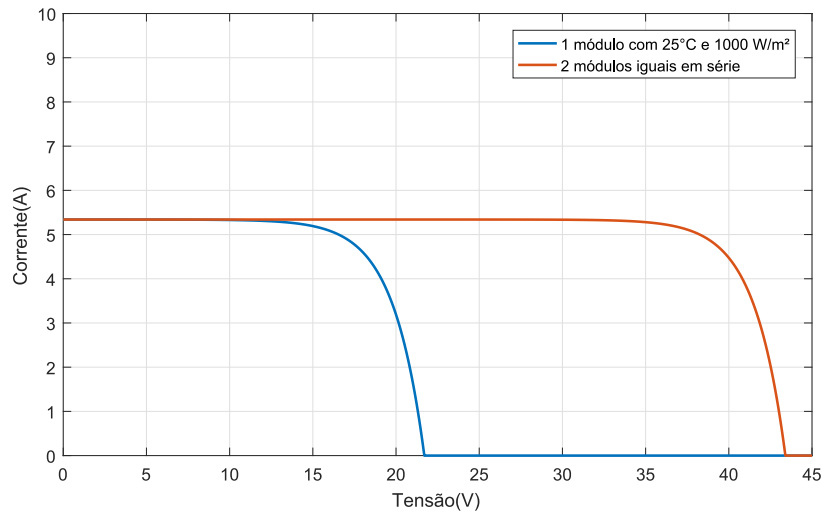
disponível é maior, enquanto em paralelo a corrente resultante é maior. É possível também realizar agrupamentos de módulos, série/paralelo somando-se tensão e também corrente disponível dependendo da aplicação.

Figura 10 – Curva I-V: Conexão de dois módulos fotovoltaico em paralelo



Um problema que o arranjo de módulos fotovoltaicos pode enfrentar é o chamado efeito de sombreamento. Como já mostrado, a corrente elétrica de uma célula fotovoltaica é diretamente proporcional à intensidade de luz incidente sobre ela. (VILLALVA, 2015). Desta forma, se ocorre de haver algum tipo de obstrução da luz solar em um ou mais módulos do arranjo, a corrente gerada pelo módulo sombreado será menor que dos outros que

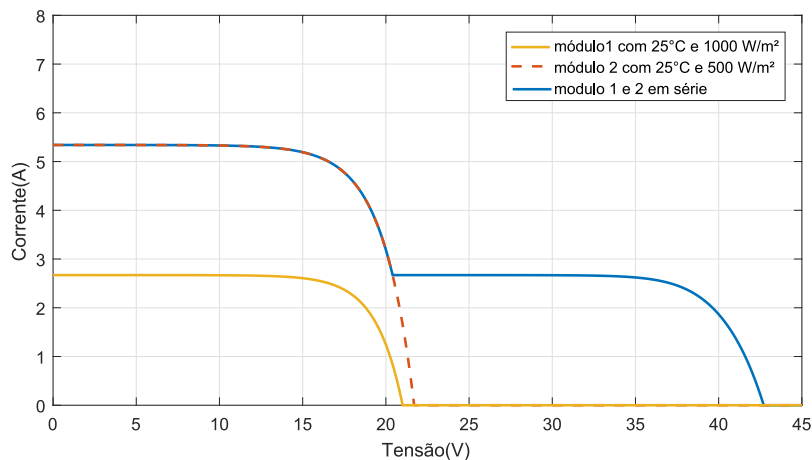
Figura 11 – Curva I-V: Conexão de dois módulos fotovoltaico em série



compõem o arranjo. Quando os painéis estão conectados em paralelo, o efeito significativo é a redução da corrente total disponibilizada pelo módulo. Uma vez conectados em série, o sombreamento pode trazer problemas prejudiciais ao arranjo. Como a corrente que passa pelos módulos deve ser a mesma, o módulo com menor irradiância passa a operar em condição de carga, consumindo potência do sistema, ao invés de fornecer.

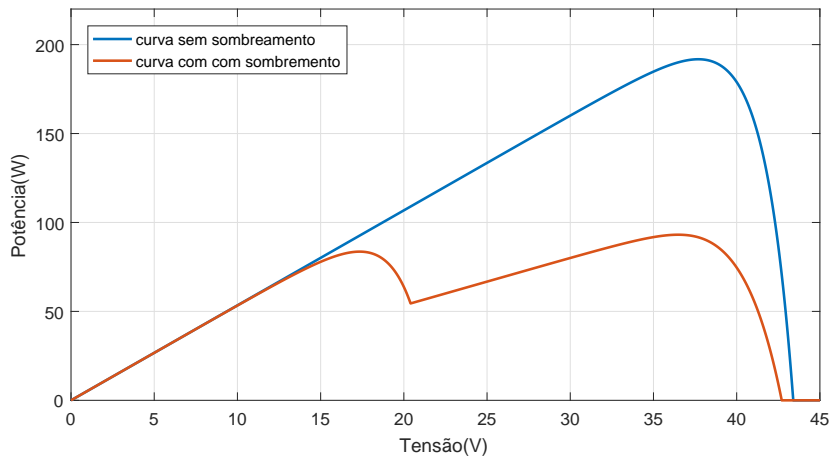
Para minimizar o efeito do sombreamento, diodos de *bypass* (ou de passagem) são ligados em paralelo com os módulos para desviar a diferença de corrente de um painel com menor irradiância. Desta maneira, a curva característica I-V e P-V resultante do arranjo fotovoltaico sofre algumas alterações. Um exemplo é mostrado nas Figuras 12 e 13 para conexão série de dois módulos.

Figura 12 – Curva I-V: Arranjo de módulos fotovoltaicos em condição de sombreamento



No Capítulo 3 será feita uma abordagem mais aprofundada do assunto, detalhando o comportamento de arranjos séries em condição de sombreamento. Por agora, é importante atentar que a curva de potência da Figura 13 apresenta mais de um pico de potência

Figura 13 – Curva P-V: Arranjo de módulos fotovoltaicos em condição de sombreamento



com um máximo global e um local. Este comportamento resultante de sombreamento eleva a dificuldade de métodos MPPT's, que se tornam vulneráveis ao problema, podendo comprometer a eficiência global do sistema fotovoltaico se não for bem ajustado e levar em consideração as situações de sombreamento.

1.3 Motivação e justificativa

Com o crescimento das aplicações de energia fotovoltaica, se torna necessário a redução de custos, melhoria da eficiência e confiabilidade do emprego desta tecnologia de geração. Os estudos que envolvem aplicações desta energia então é cada vez mais crescente e relevante às pesquisas em laboratórios da área de estudo.

Como visto, a instalação de painéis solares em residências, ou a aplicação destes para diversos estudos, requerem geralmente a utilização de um determinado número de painéis arranjados em série ou em paralelo de forma a obter a potência desejada. Considerando o comportamento não-linear de um painel e a variação da radiação e temperatura ao longo do dia, o ponto de operação na curva ($I \times V$) do conjunto de painéis deve variar de tal forma que este esteja sempre operando no ponto de maior potência que o conjunto pode fornecer.

É imprescindível então a utilização das técnicas de busca do ponto de máxima potência (algoritmos MPPT's) para uma melhor adequação dos módulos PVs às cargas e para uma melhor eficiência global do sistema de geração solar. No entanto, os métodos MPPT's são vulneráveis à presença de sombras parciais nos módulos e testar, avaliar e validar as pesquisas que envolvem a implementação destes algoritmos se tornam difíceis e custosas, requerendo ensaios cada vez mais detalhados.

É necessária a realização de testes exaustivos em laboratório, considerando sempre a disponibilidade em um ambiente adequado, onde seja possível controlar e monitorar os valores de temperatura e radiação do ambiente, o que incrementa o custo das pesquisas,

aumenta a dificuldade e diminui a versatilidade dos projetos.

Todos os pontos levantados e os obstáculos apresentados motivaram o desenvolvimento deste estudo para facilitar ensaios e teste de pesquisas que envolvem módulos fotovoltaicos. O trabalho propõem a análise de uma ferramenta em laboratório que possibilite flexibilidade e agilidade no desenvolvimento de projetos e testes envolvendo arranjos PVs, que consiga emular as condições de sombreamento de um módulo real, a ponto de promover condições adequadas para a melhoria e desenvolvimento de técnicas MPPT's, sem depender de arranjos fotovoltaicos reais nem condições climáticas específicas.

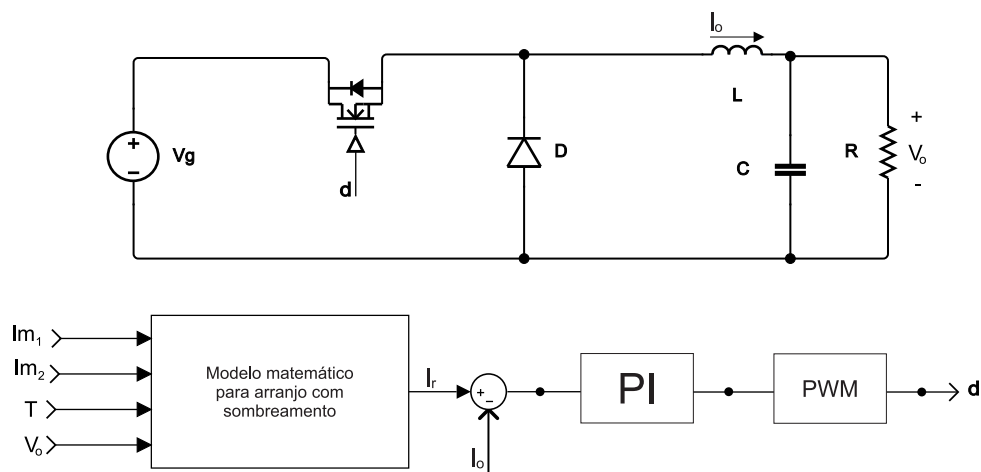
1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo geral

Estudar e desenvolver em simulação o protótipo de um emulador de arranjos fotovoltaicos, de tal forma que represente bem as situações de sombreamento apresentada por módulos reais e promova condições para estudo e validação de métodos MPPT's em laboratório. A estrutura propõem a utilização de um conversor CC- *Buck* e um modelo matemático simplificado, que reproduza bem as características de um arranjo de PV's dando confiabilidade ao sistema, sem aumentar a complexidade de equações e dificultar o uso do emulador.

O esquema do emulador eletrônico é apresentado na Figura 14 e será detalhado no Capítulo 5.

Figura 14 – Esquemático do emulador eletrônico de arranjos PV's.



1.4.2 Objetivo específico

- Desenvolver um algoritmo computacional que represente os efeitos de sombreamento parcial em um arranjo fotovoltaico, empregando o Modelo de Primeira Ordem.

- Levantar os parâmetros necessários ao modelo utilizado, de um módulo fotovoltaico comercial por técnicas de ajuste de curvas difundidas na literatura, de maneira a minimizar o desvio das curvas características do módulo emulado.
- Estudar e implementar os efeitos de sombreamento nas curvas características de um arranjo fotovoltaico, considerando condições de variações climáticas existentes.
- Projetar e determinar o conversor Buck e uma estratégia de controle para acionamento do conversor e verificação de sua dinâmica.

1.5 Organização do trabalho

No primeiro capítulo, foi abordada uma contextualização do estudo, ressaltando a importância do estudo de novas tecnologias para melhoria dos sistemas de geração fotovoltaica. Abordou também as particularidades e as problemáticas existentes sobre o assunto e necessidade da proposta do trabalho para a área de estudo. Por fim, estabeleceu-se o objetivo do trabalho e seu escopo.

O segundo capítulo é destinado a descrever a modelagem dos sistemas fotovoltaicos, apresentando as principais abordagens presentes na literatura para descrição matemática de um PV, levantamentos de parâmetros e os principais emuladores mais recentemente implementados.

No terceiro capítulo é investigado com um maior detalhamento a problemática do sombreamento em arranjos PV série e demonstrado a interferência nas características (perfil tensão, corrente e potência) do conjunto de módulos.

O quarto capítulo tem a finalidade de descrever a modelagem realizada e a adaptação do modelo matemático utilizado para representar as características de módulos conectados em arranjos séries, quando sombreados. São apresentados resultados e comparações com um modelo existente para validação do método.

Cálculos dos parâmetros e componentes para o conversor utilizado, e o projeto de controle para o sistema são apresentados no quinto capítulo. São feitas neste capítulo também algumas análises do sistema proposto, a descrição dos resultados e a avaliação do emulador e, por fim, o capítulo 6 se dedica às conclusões e propostas de continuidade do trabalho.

2 Modelagem e emulação de arranjos fotovoltaicos

Neste capítulo é realizada uma revisão bibliográfica dos principais emuladores fotovoltaicos utilizados atualmente e como têm sido modelados os sistemas de geração fotovoltaica. São apresentadas os principais modelos matemáticos difundidos na literatura, bem como um modelo novo proposto por Costa (2010). Também é apresentado o Algoritmo Evolução Diferencial como método de estimação de parâmetros para representação do módulo fotovoltaico.

2.1 Estado da Arte

Alguns trabalhos apresentados na literatura abordam a modelagem de sistemas fotovoltaicos e a emulação física de células solares com o objetivo de reduzir custos e tempo de estudo em laboratório e melhorar a flexibilidade de sistemas que envolvem esta tecnologia. Alguns artigos divergem em resultados ou em metodologias, seja pela diferença de modelos matemáticos para representação da célula solar, ou pela técnica utilizada para emulação física do sistema. Todos apresentam certas vantagens ou desvantagens, dependendo da aplicação proposta.

Em Nagayoshi et al. (2002), a saída de um foto sensor é ampliada utilizando amplificadores CC. O ganho de corrente e tensão são ajustados independentemente, e o emulador é implementado de uma maneira simples e de baixo custo. Entretanto, este modelo não considera as variações climáticas e a curva característica IV emulada, se limita às características do foto sensor e dos amplificadores. Para maiores potências o erro atribuído à modelagem passa a se tornar relevante e a proposta perde em eficiência.

O emulador desenvolvido por Koutroulis, Kalaitzakis e Tzitzilonis (2009) já utiliza um conversor CC-CC para emulação física do módulo fotovoltaico, fazendo uso de um modelo matemático simplificado para evitar cálculos complexos. Entretanto, como estratégia de controle do chaveamento do conversor, o trabalho propõem a utilização de uma LUT (*Look up Table*) limitando o emulador a uma variação climática de pontos de irradiação e temperaturas discretas.

Vijayakumari, Devarajan e Devarajan (2012) não utilizam LUT's, podendo representar qualquer valor de irradiância e temperatura, todavia o método utilizado requer maior memória do microcontrolador e o modelo matemático empregado ainda apresenta desvios consideráveis à célula real, além de depender da estimação de parâmetros que não são fornecidos pelos fabricantes e modificam com o tempo.

Em Binduhewa e Barnes (2013), é proposto um emulador baseado em um ajuste linear de um regulador de tensão. A tensão de saída depende da tensão de referência em um dos pinos do regulador. Esta tensão referência é controlada por um circuito externo que apresenta a equação característica da célula e é realimentada pela saída de corrente do próprio emulador. Esta abordagem em eletrônica analógica é de fácil implementação, no entanto necessita de uma variação manual dos parâmetros correspondentes a modificações nos níveis de irradiância e temperatura. Além disso, sistemas analógicos apresentam menor confiabilidade, baixa imunidade a ruídos, entre outras desvantagens.

Com os avanços de estudos e pesquisas na área, fica evidente uma crescente aceitação do uso de conversores CC- CC para emular células fotovoltaicas, como pode ser visto em Apolinário, Augusto e Sampaio (2014), Erkaya et al. (2015) e Gonzalez-llorente et al. (2016). Porém, todos os trabalhos citados utilizam ou um modelo matemático muito simplificado que inferem um erro considerável de potência na curva P-V do módulo, ou fazem uso de modelos matemáticos complexos, que necessitam de técnicas de programação para linearizar equações e resolvê-las algebricamente, ocupando memória e tempo de processamento, além de aumentar o custo e diminuir a flexibilidade do trabalho. Além disso, nos trabalhos apresentados não existe a preocupação de tratar as características dos módulos quando sombreados parcialmente, se atendo apenas a arranjos com uma entrada de valor de radiação.

A proposta desta dissertação é a utilização de um modelo matemático descrito por Costa (2010), que se apresenta mais simples e ao mesmo tempo eficiente, com boa representação do módulo fotovoltaico. Além disso, este trabalho objetiva representar e imitar as características de arranjos quando sombreados, tornando o emulador pronto a ser ferramenta para estudos de algoritmos MPPTs. As próximas seções detalham melhor os principais modelos matemáticos apresentados na literatura e os métodos de levantamento de parâmetros para cada modelagem a fim de demonstrar e justificar as vantagens de se utilizar o modelo escolhido.

2.2 Modelagem matemática de módulos fotovoltaicos

Uma célula fotovoltaica é modelada como uma junção p-n com características não lineares para descrever a resposta elétrica. A fim de analisar tais características, tal modelo é convertido em equações que dependem de determinadas entradas e geram determinadas saídas, em geral saída de corrente da célula. (KHATIB; ELMENREICH, 2016)

Segundo Neto e Brandão (2006) os modelos elétricos fotovoltaicos são representados basicamente por quatro circuitos elétricos equivalentes, que serão brevemente comentados nesta seção.

2.2.1 Modelo Ideal

O modelo mais simples presente na literatura é o Modelo Ideal. Este modelo é representado por uma fonte de corrente e um diodo, como mostrado na Figura 15.

Figura 15 – Circuito elétrico equivalentes do Modelo Ideal

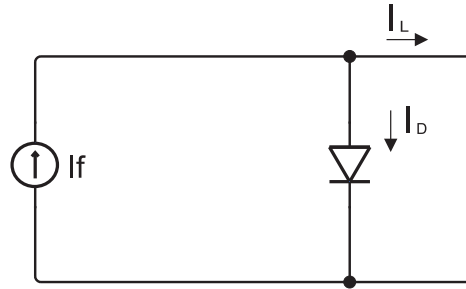
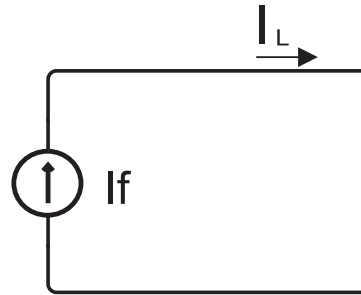


Figura 16 – Modelo Ideal com os terminais curto-circuitados



Se os terminais do modelo forem curto-circuitados, como na Figura 16, a equação da corrente no curto pode ser escrita como em 2.1.

$$I_{sc} = If \quad (2.1)$$

sendo:

I_{sc} : corrente de curto circuito do modelo (A);

If : corrente da fonte (A);

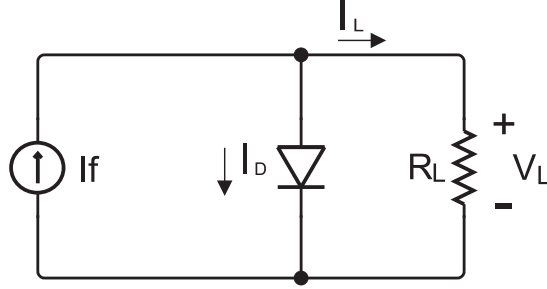
Se contudo o curto é substituído por uma carga R_L , então a tensão $V_L = I_L * R_L$ irá aparecer nos terminais do modelo como na Figura 17. A corrente da carga será dada pela Equação 2.2:

$$IL = If - Id, \quad (2.2)$$

onde:

IL : corrente de saída do módulo (A);

Figura 17 – Modelo Ideal com uma carga R_L conectada aos terminais do circuito equivalente



I_d : corrente do diodo de difusão (A).

Segundo Da Rosa (2012) a corrente em um diodo é descrita pela Equação 2.3

$$I_d = I_0 \cdot [e^{\frac{qV}{nmkT}} - 1], \quad (2.3)$$

Em que:

I_0 corrente de saturação reversa do diodo de difusão (A);

q carga elementar do elétron ($1,609 \cdot 10^{-19} C$);

k constante de Boltzmann ($1,380 \cdot 10^{-23} J/K$);

T temperatura do módulo (K);

n número de células em série que constituem o módulo fotovoltaico;

m fator de idealidade do diodo (adimensional), sendo $m \in [1, 2]$;

Como visto na Equação 2.1, a corrente fotogerada é a própria corrente de curto-circuito. Como abordado no Capítulo 1, a corrente I_{sc} varia com as condições climáticas e esta pode ser expressa pela Equação 2.4 (COSTA, 2010):

$$I_L(I_m, T) = I_{sc}(I_m, T) = \frac{I_m}{I_r} [I_{scr} - \alpha(T - T_r)], \quad (2.4)$$

na qual:

I_m irradiância do módulo (W/m^2);

I_r irradiância de referência ($= 1000 W/m^2$);

T_r temperatura de referência ($= 278 K$);

I_{scr} corrente de curto-circuito em condição padrão de teste (A);

α coeficiente de temperatura para corrente de curto-circuito (A/K).

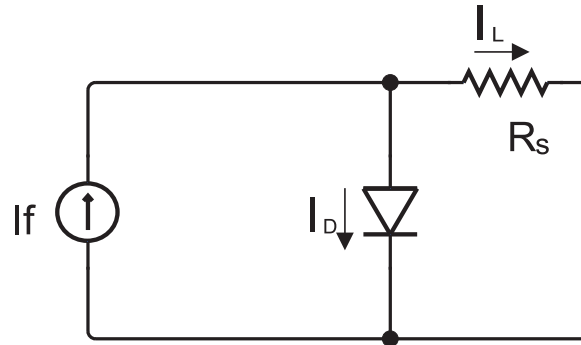
A condição de teste padrão é uma condição definida para o ensaio do módulo fotovoltaico com uma irradiância de 1000 W/m^2 , temperatura de 278 K e velocidade do vento igual a $1,5 \text{ m/s}$.

Neste modelo é necessário estimar a corrente de saturação reversa do diodo e o fator de idealidade do diodo, sendo este fator a relação com uma boa representação do "joelho" da curva $I - V$ do módulo.

2.2.2 Modelo com Resistência em Série

Para melhorar a aproximação do Modelo Ideal, é inserida uma resistência série como mostrado na Figura 18, para representar as perdas dos contatos metálicos dos módulos fotovoltaicos.

Figura 18 – Circuito elétrico equivalente do modelo com resistência em série



Por uma análise similar à apresentada para o Modelo Ideal, chega-se à Equação 2.5 para o Modelo com Resistência em Série.

$$IL = If - I_0 \left[e^{\frac{q(V + IR_s)}{nmkT}} - 1 \right], \quad (2.5)$$

Sendo:

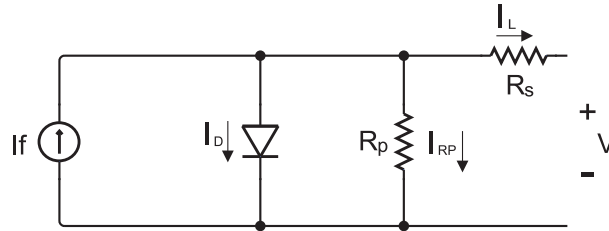
R_s a resistência série inserida no modelo (Ω);

Se levado em consideração um nível melhor de detalhamento do modelo, a resistência série também sofrerá interferência da temperatura. Neste caso, deverão ser estimados o fator de idealidade do diodo, a corrente de saturação reversa do diodo, a resistência série e o coeficiente de temperatura da resistência.

2.2.3 Modelo com Resistência em Paralelo

Para representar as perdas devido às correntes parasitas que circulam no módulo fotovoltaico, é inserido ao Modelo de Resistência em Série, uma resistência em paralelo, como mostrado na Figura 19.

Figura 19 – Circuito elétrico equivalentes do Modelo com Resistência em Paralelo



Semelhantemente às análises anteriores, a Equação 2.6 descreve a corrente de saída do modelo, com a inserção da resistência em paralelo:

$$I_L = I_f - I_0 \left[e^{\frac{q(V + I R_s)}{n m k T}} - 1 \right] - \frac{V + I R_s}{R_p}, \quad (2.6)$$

Onde:

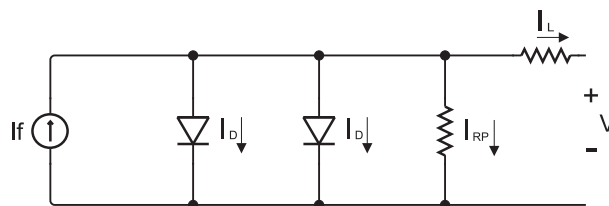
R_p a resistência paralela inserida no modelo (Ω);

Como no Modelo com Resistência em Série, pode ser considerado o efeito da temperatura sobre as resistências e assim, deverão ser estimados o fator de idealidade do diodo, a corrente de saturação reversa do diodo, a resistência série, a resistência em paralelo e os coeficientes de temperatura para cada resistência.

2.2.4 Modelo com Dois Diodos

Neste modelo, é inserido, além do diodo de difusão, um diodo de recombinação no circuito equivalente como mostrado na Figura 20.

Figura 20 – Circuito elétrico equivalente do Modelo com Dois Diodos



O circuito equivalente deste modelo é descrito pela Equação 2.7

$$IL = If - I_0 \left[e^{\frac{q(V+IR_s)}{nmkT}} - 1 \right] - I_{02} \left[e^{\frac{q(V+IR_s)}{nm2kT}} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p}, \quad (2.7)$$

Onde:

I_{02} A corrente de saturação reversa do diodo de recombinação (A);

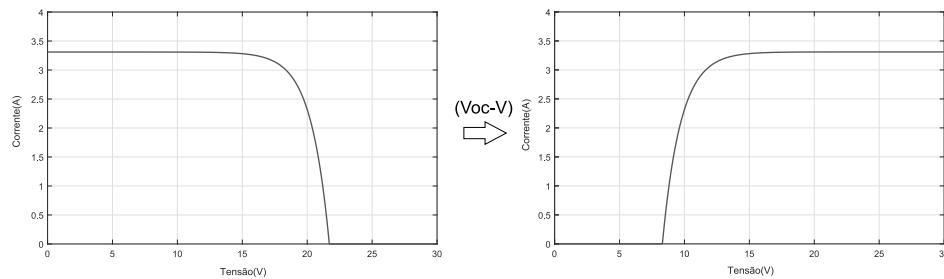
$m2$ fator de idealidade do diodo de recombinação(adimensional), sendo $m2 \in [1, 2]$;

O Modelo com Dois Diodos é na literatura o modelo mais completo para representação do módulo fotovoltaico. No entanto ele apresenta um número muito elevado de parâmetros a serem estimados.

2.2.5 Modelo de Primeira Ordem

O Modelo de Primeira Ordem, desenvolvido por Costa (2010) se baseia na resposta de um sistema de primeira ordem à entrada ao degrau. Percebe-se que a resposta de primeira ordem se assemelha ao perfil I-V do módulo, entretanto espelhado como mostra a Figura 21.

Figura 21 – Espelhamento da curva característica de um módulo PV



Fonte: Costa (2010)

Para espelhar a curva, é considerado o que mostra a Equação 2.8

$$V' = Voc - V, \quad (2.8)$$

Sendo:

V' tensão espelhada (V);

Voc tensão de circuito aberto (V);

V tensão do módulo (V);

A resposta da corrente modelada pelo Modelo de Primeira Ordem, é dada pela Equação 2.9:(COSTA, 2010)

$$IL = K \left\{ 1 - \exp \left[\frac{(V')}{\tau} \right] \right\}, \quad (2.9)$$

Sendo:

K é o ganho (A);

τ é a constante de tensão (V);

O ganho de corrente é a própria corrente de curto circuito do módulo I_{sc} , que pode ser calculada como visto pela Equação 2.4. De acordo com Costa (2010), a constante τ pode ser calculada pela Equação 2.10.

$$\tau = c1 \frac{I_m}{I_r} + c2 \frac{T}{T_r} + c3 \frac{I_m}{I_r} \frac{T}{T_r} + c4, \quad (2.10)$$

Na Equação 2.10 as constantes $c1$, $c2$, $c3$ e $c4$ variam para cada tipo de módulo e podem ser calculadas. Levantando valores de τ para diferentes valores de irradiância e temperatura é possível montar um sistema de equações baseado na equação 2.10 e solucioná-lo usando o conceito de pseudoinversa.

Nota-se que este modelo é simples e não requer técnicas de estimação de parâmetros, e como será discutido na próxima seção, ele é uma boa representação do módulo fotovoltaico.

2.2.6 Análise e conclusão entre os modelos matemáticos apresentados

Dentre os modelos apresentados, é possível dizer que alguns realizam uma melhor representação do módulo fotovoltaico. Entretanto, quanto melhor as características do módulo são representadas, mais complexa é a implementação do modelo e um maior número de parâmetros deve ser estimados.

Algumas expressões matemáticas de alguns modelos são equações transcendentais (como as equações 2.7, 2.6, 2.5 e 2.3), a relação entre corrente e tensão não é linear, não podendo ser resolvida algebricamente. Desta forma, para implementação de tais modelos é necessário o emprego de métodos numéricos para linearizar tais funções em um determinado ponto de operação. Logo, a aplicação de tais métodos requer um considerável esforço computacional e tempo de cálculo.

Costa (2010) realizou comparações do Modelo de Primeira Ordem com os outros descritos nas subseções deste trabalho por meio de simulações para diversas situações de estimação de parâmetros. Foi obtido sobre o Modelo de Primeira Ordem melhor

desempenho deste em relação aos Modelos Série e Ideal, apresentando desempenho pior apenas que os modelos com resistência em paralelo e dois diodos em algumas situações extremas.

Segundo Costa (2010): "A grande vantagem do novo modelo apresentado é sua simplicidade e facilidade nos cálculos dos parâmetros. Estas características contribuem para a diminuição do esforço computacional e tempo de cálculo, auxiliando no estudo de novos métodos MPPT."

Desta maneira, neste trabalho o Modelo de Primeira Ordem foi utilizado para a representação matemática de um módulo fotovoltaico. No Capítulo 5 este modelo será avaliado em simulação juntamente com o conversor CC-CC, a fim de verificar sua adequação ao objetivo do trabalho.

2.3 Estimação de parâmetros - O algoritmo da Evolução Diferencial

Existem na literatura alguns métodos de estimação de parâmetros para módulos fotovoltaicos. Nesta seção será descrito a Evolução diferencial (ED), que será usado neste trabalho com o propósito de levantar as constantes c_1 , c_2 , c_3 e c_4 da Equação 2.10.

Como visto na seção anterior, tais constantes podem ser determinadas resolvendo um conjunto de equações. A utilização da ED, entretanto, facilita ainda mais a implementação do Modelo de Primeira Ordem, não sendo necessárias manipulações matemáticas de equações, considerando ainda que o algoritmo da ED é de fácil implementação.

O ED é um algoritmo evolutivo, desenvolvido por Rainer Storn e Kenneth Price em 1995 (STORN; PRICE, 1995). Algoritmos evolutivos imitam os princípios da evolução natural para fornecer procedimentos de busca e otimização se baseando em população de indivíduos, onde cada indivíduo representa um ponto de busca no espaço das supostas soluções para um determinado problema. (RESTRITOS; TRINDADE, 1999)

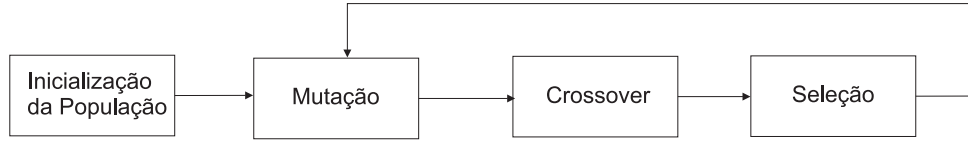
O ED em especial, é composto pelos seguintes operadores genéticos: mutação, recombinação (*crossover*) e seleção em um número finito de gerações (g).

Inicialmente é criada a primeira população de indivíduos aleatoriamente de tamanho N com limites superiores e inferiores para cada indivíduo estabelecidos. Quanto maior for o valor de N , maior as chances do algoritmo encontrar a melhor solução, no entanto é necessário levar em consideração também o tempo e processamento que uma população grande pode inferir.

Posteriormente cada indivíduo é avaliado por uma função de convergência (*fitness*) para avaliar a população. Em seguida, são conferidos os limites e os critérios de parada do

algoritmo de acordo com a aplicação. Caso tais critérios não tenham sido obedecidos, a população passará pelo processo de mutação, crossover e seleção que serão explicados a seguir. A Figura 22 ilustra os principais estágios do algoritmo ED.

Figura 22 – Principais estágios do algoritmo ED. (D’ELIA; HOLSTEN, 1998)



2.3.1 Mutação

Neste processo, três vetores serão escolhidos aleatoriamente e diferentes do indivíduo corrente: o vetor base, o vetor r2 e o vetor r3. Considerando, a geração corrente g , e x_{ji}^g um indivíduo da população de geração g , os três vetores a serem usados na mutação podem ser descritos pelas equações 2.11, 2.12 e 2.13.

$$base = x_{j1}^g, j1 \neq i; \quad (2.11)$$

$$r2 = x_{j2}^g, j2 \neq i, j1; \quad (2.12)$$

$$r3 = x_{j3}^g, j3 \neq i, j1, j2; \quad (2.13)$$

Assim sendo, o vetor diferenças rd é escrito como mostra a Equação 2.14.

$$rd = r2 - r3; \quad (2.14)$$

O vetor mutação (Mo) é formado então como na Equação 2.15

$$M_{oi} = base + Cm * rd, \quad (2.15)$$

Onde Cm é o fator de mutação ($Cm \in [0, 2]$), que controla a amplificação do vetor diferenças.

2.3.2 Crossover

Após obtido o vetor mutação, o vetor prova é gerado por meio da operação de *Crossover*. Esta operação tem o objetivo de aumentar a diversidade da população combinando o vetor mutação com o vetor alvo. Um tipo de *Crossover* comum é o binomial, que pode gerar o vetor prova (Vp) como na Equação 2.16.

$$Vp = Vp(k) = \begin{cases} Vo_i(k) & \text{se } \text{rand}[0, 1] < Cr \\ x_i^g(k) & \text{Caso contrário} \end{cases} \quad (2.16)$$

Onde: $\text{rand}[0, 1] < Cr$ é um vetor randômico gerado Cr é a probabilidade de cruzamento ($Cr \in [0, 2]$),

A cada componente do vetor prova, deve ser realizada uma conferência de sua adequação aos limites superior e inferior estabelecidos. Caso a afirmação anterior não seja verdadeira para o caso, uma correção deve ser realizada. Por fim a *fitness* desse novo indivíduo Vp é analisada e dá-se início ao processo de seleção.

2.3.3 Seleção

No processo de seleção é comparada a *fitness* do vetor alvo, com o vetor prova. Aquele indivíduo com maior *fitness* será selecionado para a nova geração, e o outro será descartado. Esse processo pode ser visto na Equação 2.17.

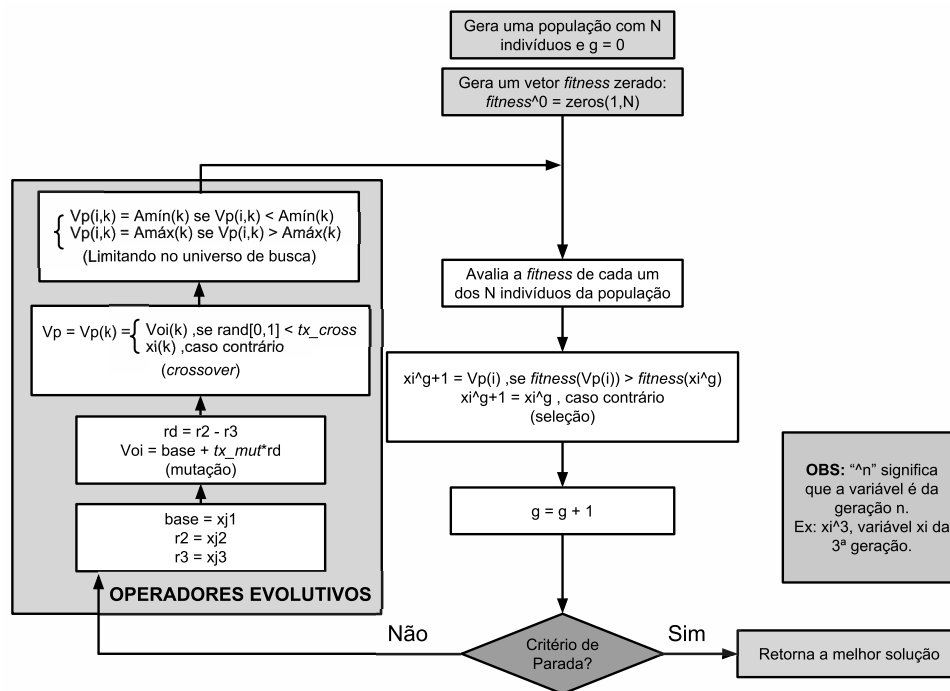
$$\begin{cases} x_i^{g+1} = Vp(i) & \text{se } \text{fitness}(Vp(i)) > \text{fitness}(x_i^g) \\ x_i^{g+1} = Vp(i) = x_i^g & \text{Caso contrário} \end{cases} \quad (2.17)$$

O algoritmo é repetido para todos os indivíduos da geração, por um número de vezes gerações. Outra forma também é estabelecer critérios de parada do algoritmo que podem variar de acordo com cada aplicação. Um resumo do algoritmo da ED pode ser visto por meio do fluxograma apresentado na Figura 23.

Alguns trabalhos como (COSTA, 2010) e (ISHAQUE et al., 2012), utilizam o algoritmo ED para levantar parâmetros para modelos matemáticos de módulos fotovoltaicos. A evolução diferencial não apresentará necessariamente o melhor resultado possível, por ser um método estocástico, entretanto se realizados os ajustes corretos e uma boa implementação do algoritmo, a resposta estará muito próxima da solução ótima apresentando algumas vantagens sobre outros métodos:

- independência dos valores iniciais para localização do ponto ótimo global;
- rápida convergência;
- utilização de alguns parâmetros de controle;
- facilidade de implementação do algoritmo;
- baixo tempo de processamento;

Figura 23 – Fluxograma de funcionamento básico do algoritmo de evolução diferencial. (SILVA, 2014)



3 A influência do sombreamento em arranjos série de PV's

Como visto no Capítulo 1, um dos problemas encontrados na aplicação de arranjos série de módulos fotovoltaicos é o efeito de sombreamento parcial causado pela obstrução da radiação solar em um dos módulos do arranjo.

Este efeito implica em algumas variações das características de corrente e potência dos arranjos fotovoltaicos, dificultando ou até limitando a utilização dos algoritmos MPPT's. Os emuladores apresentados em 2.1 não levam em consideração os problemas de sombreamento, sendo esta uma das contribuições deste trabalho: Emular os efeitos causados pela obstrução de radiação em módulos fotovoltaicos para melhorar a eficiência de testes com algoritmos MPPT's.

Para isto, é necessário entender melhor a influência do sombreamento e as implicações deste efeito nas características elétricas das células, módulos e arranjos fotovoltaicos. Este é o objetivo deste capítulo com as seções a seguir.

3.1 Polarização inversa de uma célula solar e diodos de *bypass*

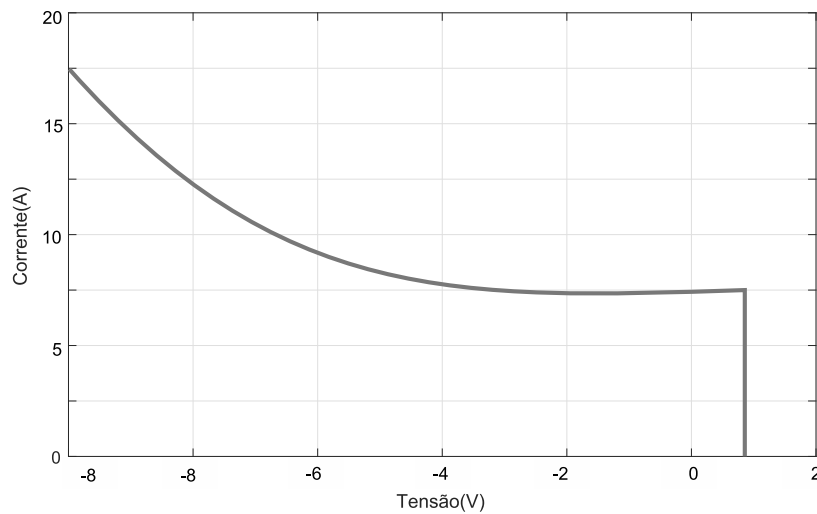
Já foi visto que a corrente gerada por uma célula fotovoltaica é proporcional à quantidade de radiação recebida por ela. Se um módulo está em condição de sombreamento, recebendo um valor menor de irradiância, a corrente que ele é capaz de gerar é menor comparada aos outros que compõem o arranjo.

Quando analisado apenas uma célula de um módulo, o mesmo problema acontece, lembrando que os módulos fotovoltaicos são constituídos de células fotovoltaicas, agrupadas em série para obter a tensão desejada do módulo. Quando uma célula apresenta uma corrente menor, por estar sombreada, todas as células do módulo serão forçadas a conduzir a mesma corrente de saída (conexão em série).

Quanto menor a radiação, menor a corrente de curto circuito da célula. Se a corrente de saída do módulo é maior que a corrente de curto da célula sombreada, o único jeito desta conduzir a mesma corrente que o conjunto é passando a operar na região de polarização inversa, como mostrado pela Figura 24 (VEERAPEN; WEN, 2016).

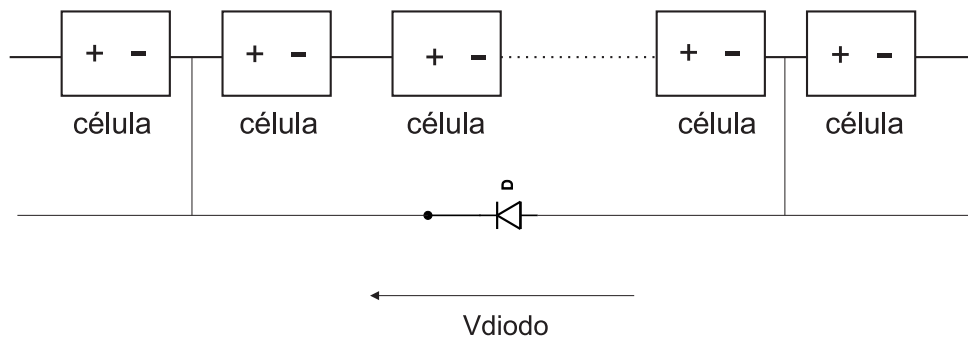
A partir do momento que a tensão se torna negativa e a corrente positiva, a célula solar passa a consumir potência ao invés de fornecer. A absorção de potência é convertida em calor, o que faz a temperatura da célula aumentar em todo o módulo. Quanto maior o aumento da temperatura, maior o risco de danos permanentes ao módulo.

Figura 24 – Célula solar polarizada inversamente com tensão de ruptura de 20V



Fonte: Veerapen e Wen (2016)

Para resolver este problema, os módulos comerciais já são construídos utilizando diodos de *bypass* para protegê-los. Estes diodos podem ser conectados em anti-paralelo com cada célula que compõem o módulo, ou como ilustrado na Figura 25.

Figura 25 – Modo de conexão de diodos de *bypass* em módulos comerciais (VEERAPEN; WEN, 2016)

Fonte: Veerapen e Wen (2016)

Quando a célula está fornecendo potência, a tensão sobre o diodo é positiva, e desta forma, ele estará polarizado reversamente, operando como um circuito aberto. Se sombreada, a célula passa a consumir potência como uma carga, permitindo que a tensão sobre o diodo se torne negativa. Logo, o diodo passa para um estado de polarização direta atuando como um curto circuito em paralelo com a célula sombreada, prevenindo o consumo de energia desta.

A melhor opção é a conexão de um diodo de *bypass* por célula, mas considerando o custo adicional de cada diodo, normalmente se utiliza um diodo para um determinado

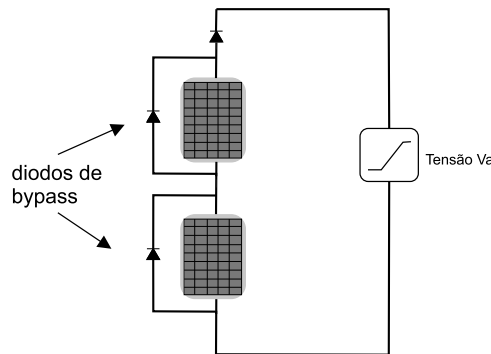
número de células. Este número pode variar de acordo com a tensão de ruptura de cada célula.

3.2 Características elétricas de arranjos séries sombreados

No caso de arranjos de módulos fotovoltaicos, o diodo de *bypass* também deve ser conectado a cada módulo e sua atuação em situações de sombreamento trará algumas implicações no comportamento do conjunto fotovoltaico. Para ilustrar e avaliar o comportamento de módulos fotovoltaicos em série sombreados, foi realizada uma simulação no *software* SIMULINK onde se considerou o modelo de célula dada pelo *software* (Modelo com Dois Diodos).

Na simulação é representado a associação de dois módulos em série com radiações distintas como mostra a Figura 26, com a utilização de diodos de *bypass*. Para avaliação dos perfis de características elétricas do arranjo e dos módulos (curva IxV, PxV, de tensão e corrente) uma tensão V_a é dada como referência para o arranjo fotovoltaico, onde V_a é uma rampa de tensão variando de 0 a 60V em 0,1 segundos.

Figura 26 – Módulos fotovoltaicos conectados em série com diodo de *bypass*



Para exemplificar, inicialmente será considerado a situação em que os dois módulos genéricos recebam a mesma quantidade de radiação do Sol, em valores de exemplo, a mesma irradiância de $1000W/m^2$, $I_{sc}=3,31A$, $V_{oc}=21,7A$. As curvas de corrente por tensão (curva IxV) e de potência por tensão (curva PxV) do arranjo nestas condições são mostradas na Figura 27.

Para visualizar o efeito do sombreamento considera-se uma nova situação como ilustrado na Figura 28 onde o módulo 1 recebe $1000W/m^2$ e o módulo 2 recebe $500W/m^2$. A Figura 29 apresenta a curva (IxV) do arranjo para a situação descrita.

As Figuras 30 e 31 apresentam a tensão e a corrente nos módulos 1 e 2 respectivamente e a Figura 32 mostra a corrente e a tensão no diodo d2.

Como a radiação no módulo 2 é duas vezes menor que o módulo 1, sua corrente de curto circuito será reduzida também à metade. Neste momento, o diodo d2 entra em

Figura 27 – Arranjo fotovoltaicos de 2 módulos, ambos com irradiância de $1000\text{W}/\text{m}^2$:
(a) Curva IV, (b) Curva PV

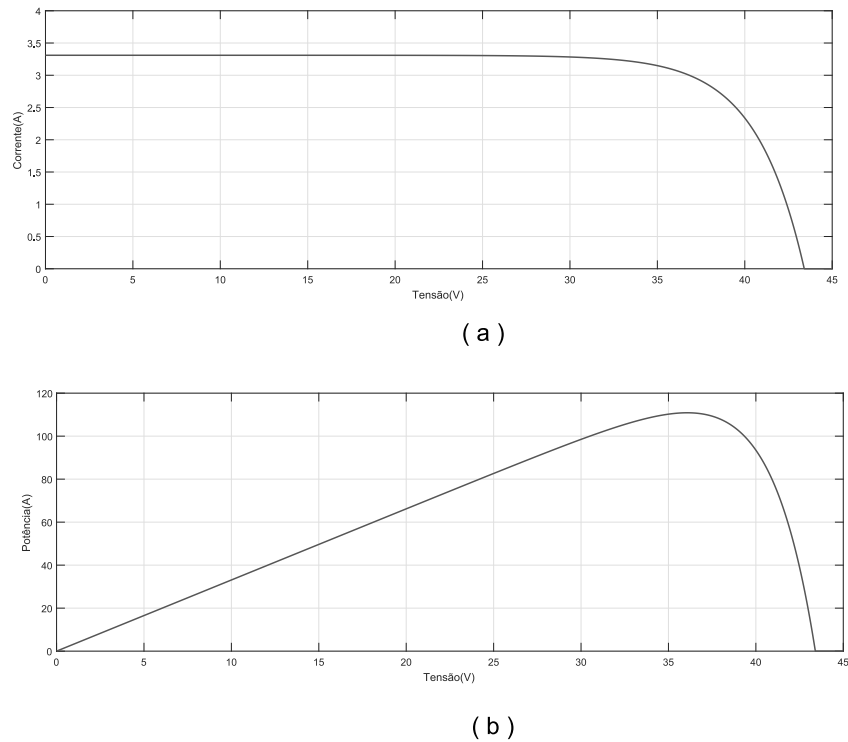
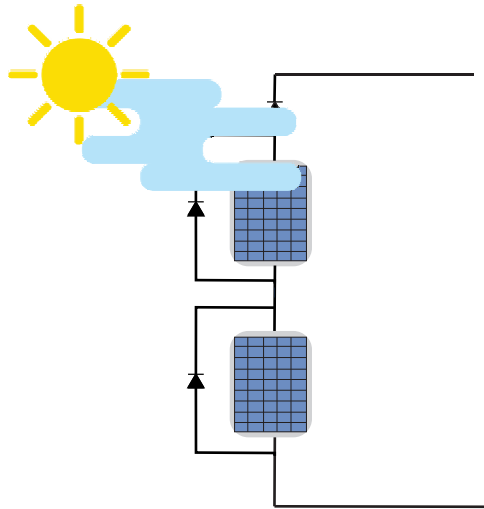


Figura 28 – Situação ilustrativa para exemplificar o efeito do sombreamento



polarização direta. Até que a corrente do módulo 1 se iguale à corrente de curto circuito do módulo 2, o módulo 1 é responsável por fornecer ao arranjo a corrente gerada. Observa-se pelas Figuras 31 e 32 que a contribuição de corrente do módulo 2 é aquela correspondente à tensão presente em seus terminais. Considerando o diodo ideal, tem-se que o módulo 2 contribui com sua corrente de curto-circuito na condição especificada de irradiância. A diferença de corrente circula pelo diodo de *bypass*. Como a tensão no segundo módulo é zero, considerando um comportamento ideal do diodo, a tensão total do arranjo é a tensão fornecida pelo módulo 1.

Figura 29 – Perfil IV do arranjo fotovoltaicos de 2 módulos, módulo 1 com irradiância de $1000W/m^2$ e módulo 2 com irradiância de $500W/m^2$

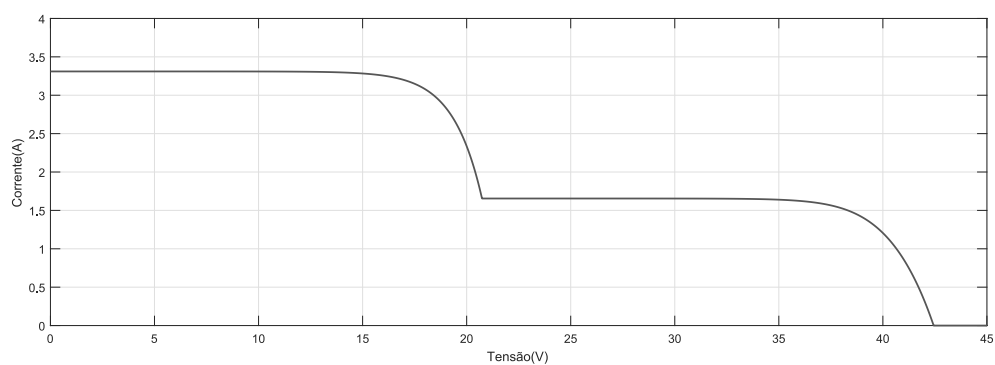
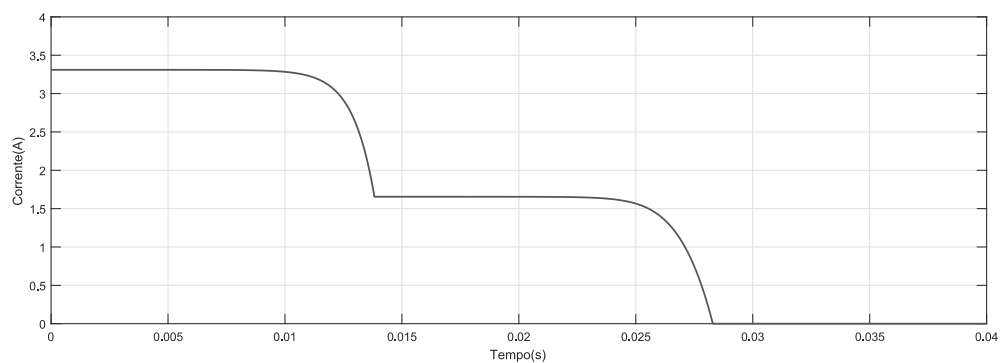
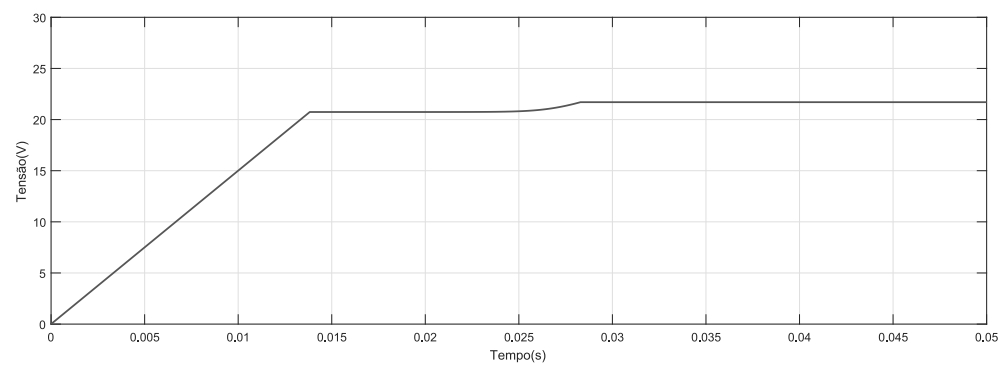


Figura 30 – Arranjo fotovoltaicos de 2 módulos, módulo 1 com irradiância de $1000W/m^2$ e módulo 2 com irradiância de $500W/m^2$: (a) Corrente no módulo 1 (b) Tensão no módulo 1

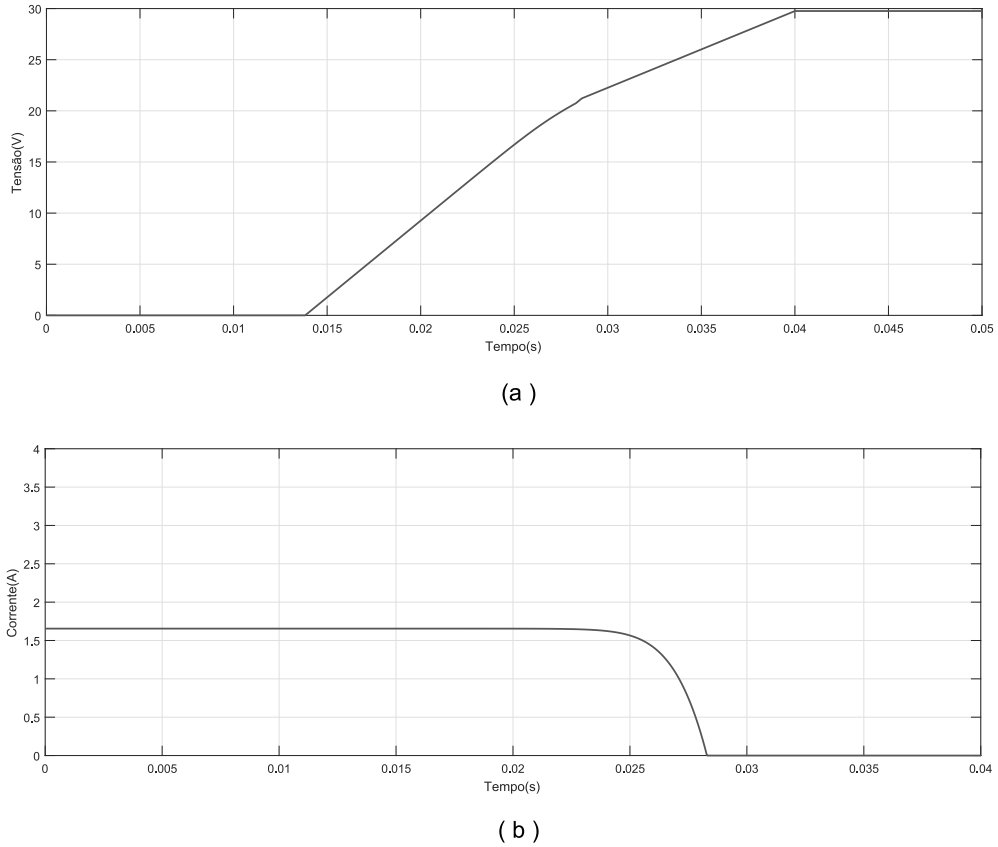


(a)



(b)

Figura 31 – Arranjo fotovoltaicos de 2 módulos, módulo 1 com irradiância de $1000W/m^2$ e módulo 2 com irradiância de $500W/m^2$: (a) Tensão no módulo 2 (b) Corrente no módulo 2



Quando a corrente do módulo 1 cai até atingir o valor da corrente de curto circuito do segundo módulo, ambos passam a conduzir juntos e o diodo 2 entra em estado de polarização reversa. A tensão do arranjo é a soma das tensões fornecidas, nesse intervalo, pelos módulos 1 e 2.

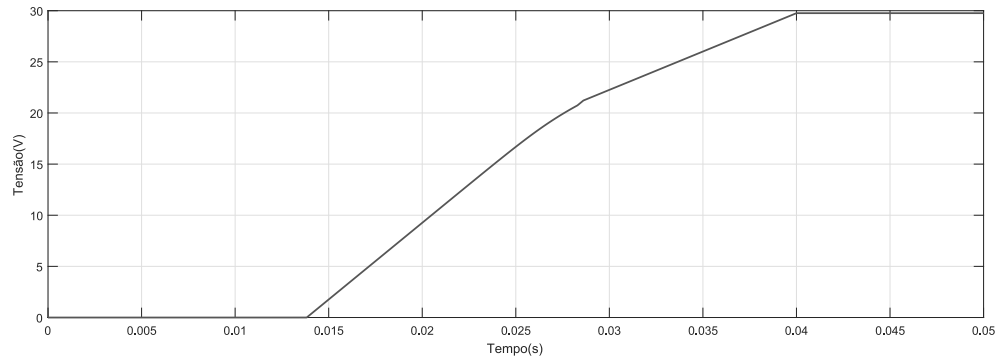
Outra análise a ser feita é sobre a tensão dos módulos nos intervalos de condução. O módulo que apresenta uma maior radiação é responsável por fornecer a tensão do arranjo em um primeiro instante. Quando o outro módulo passa a fornecer energia conjuntamente com o primeiro, percebe-se que a tensão no primeiro módulo cresce com uma variação bem menor, pois já está próximo a sua máxima tensão (tensão de circuito aberto). Na Figura 33 é possível verificar em uma escala ampliada o comportamento da tensão no módulo 1 no intervalo onde o módulo 2 também fornece energia.

A curva de potência do arranjo para a segunda ilustração é mostrada na Figura 34.

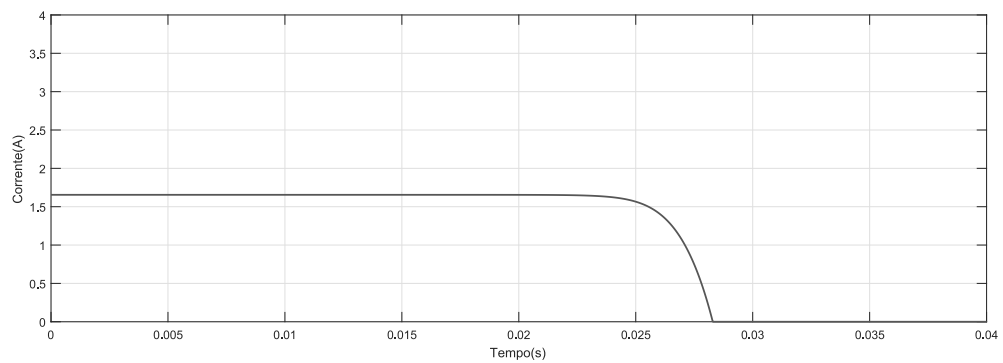
Ao comparar as Figuras 27 e 34 é possível notar que na situação de sombreamento a curva de potência apresenta dois picos, um máximo local e um máximo global.

Alguns trabalhos demonstram e validam as características elétricas apresentadas.

Figura 32 – Arranjo fotovoltaicos de 2 módulos, módulo 1 com irradiância de $1000W/m^2$ e módulo 2 com irradiância de $500W/m^2$: (a) Tensão no diodo d2 (b) Corrente no diodo d2



(a)



(b)

Figura 33 – Tensão do módulo 1 em função da tensão no intervalo onde ambos os módulos conduzem conjuntamente.

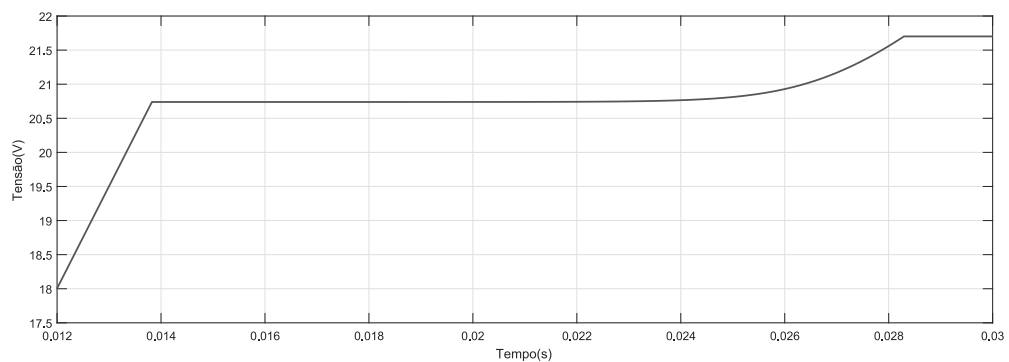
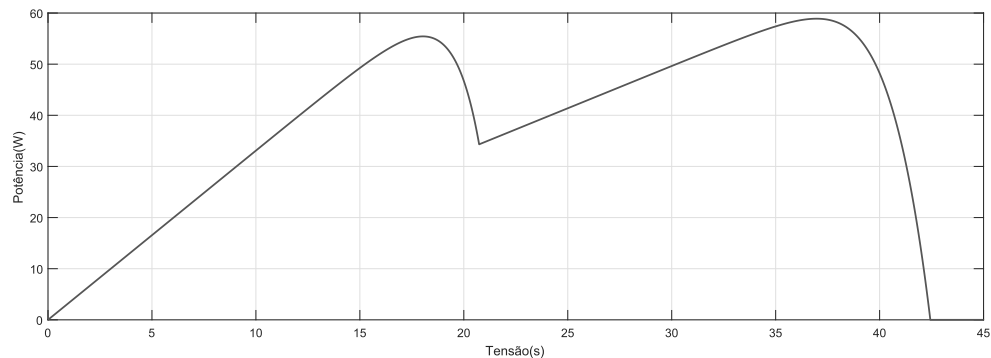


Figura 34 – Arranjo fotovoltaicos de 2 módulos, módulo 1 com irradiância de $1000W/m^2$ e módulo 2 com irradiância de $500W/m^2$: Curva PxV



Em Ziar et al. (2012) e em Sera e Baghzouz (2008) são realizados ensaios e simulações de módulos em série com situações de recebimento de radiações diferentes e os resultados obtidos são similares aos demonstrados neste capítulo por simulação.

A existência de dois pontos de máximo na curva PxV exige que maior esforço da técnica de localização do ponto de máxima potência (MPPT) para uma correta identificação. O próximo capítulo apresenta uma modelagem de arranjo de painéis fotovoltaicos com sombreamento parcial utilizando o Modelo de Primeira Ordem, que permite reproduzir com boa representatividade e pouca complexidade tal comportamento para avaliação por simulação de técnicas MPPT em tal condição.

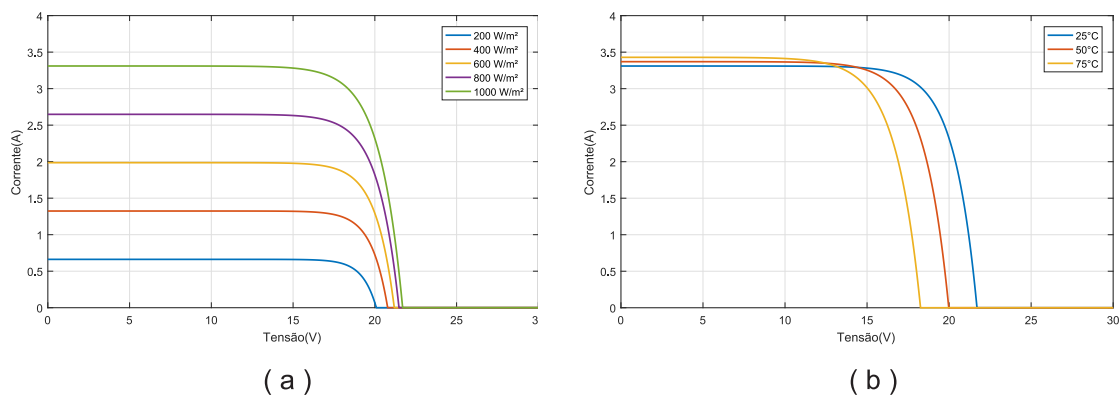
4 A modelagem de sombreamento parcial em arranjos fotovoltaicos

Para que as características mostradas no Capítulo 3 fossem reproduzidas pelo Modelo de Primeira Ordem, algumas análises e modificações deverão ser realizadas no modelo. Este Capítulo apresenta a implementação do Modelo de Primeira Ordem adaptando-o de forma a representar as características de módulos sombreados quando conectados em série. Serão apresentadas as informações técnicas do módulo escolhido para a simulação, as especificações para levantamento de parâmetros do modelo, a metodologia utilizada para implementação das características de sombreamento com os equacionamento relevantes e por fim os resultados de simulação.

4.1 Características do módulo utilizado e estimação de parâmetros

Para representação do arranjo com associação série, considerou-se a simulação de dois módulos fotovoltaicos da *Kyocera KC50T*. A Figura 35 apresenta as características elétricas extraídas do catálogo técnico do módulo para diferentes situações de condições climáticas. A tabela 1 mostra as características do módulo fornecidas pelo fabricante. (KYOCERA, 2008).

Figura 35 – Influência das condições climáticas nas características elétricas do painel KC50T- Kyocera: (a) Variação da temperatura (b) Variação da radiação.



A condição de teste padrão é definida para o ensaio do módulo fotovoltaico com uma irradiância de $1000\text{W}/\text{m}^2$, temperatura de 278K e velocidade do vento igual a $1,5\text{m}/\text{s}$. Condição nominal é a condição de operação do módulo na temperatura nominal de operação.

Tabela 1 – Características do Módulo KC50T- Kyocera.

Parâmetro	Condição Teste Padrão	Condição Operação Nominal
Máxima Potência $-P_m(W)$	54	38
Tensão de MPPT $-V_{MPPT}(V)$	17,4	15,3
Tensão de MPPT $-I_{MPPT}(A)$	3,11	2,49
Tensão de Circuito Aberto $-V_{oc}(V)$	21,7	19,7
Corrente de Curto Circuito $-I_{sc}(A)$	3,31	2,67
Coefficiente de Temperatura de V_{oc} $-\alpha(V/^{\circ}C)$	$-8,21 \cdot 10^{-2}$	—
Coefficiente de Temperatura de I_{sc} $-\beta(A/^{\circ}C)$	$-1,33 \cdot 10^{-3}$	—

Para validação a posteriori do sistema obtido, o resultado da modelagem será comparado à modelagem que o *Software* SIMULINK oferece para célula fotovoltaica. Este *software* faz uso do Modelo com Dois Diodos, o modelo mais completo na literatura e por isso, as curvas do SIMULINK são utilizadas como referências de dados para estimação de parâmetros, a fim de minimizar os erros da diferença de modelos.

A estimação de parâmetros é feita por meio do algoritmo Evolução Diferencial. A Tabela 2 mostra os parâmetros a serem estimados e as taxas da ED.

Tabela 2 – Configuração da ED para o módulo KC50T.

Parâmetro	Valor
Dp	4($c1, c2, c3$ e $c4$)
Np	40
Cr	0,8
F	0,8
gmax	200
ls	1,5
li	0

Onde:

Dp Quantidade de parâmetros a serem estimados;

N Tamanho da população;

Cr Probabilidade de cruzamento;

Cm Fator de Mutação;

li Limite inferior;

ls Limite superior;

Os limites inferior e superior foram escolhidos observando uma melhor convergência do algoritmo para o número de gerações determinado.

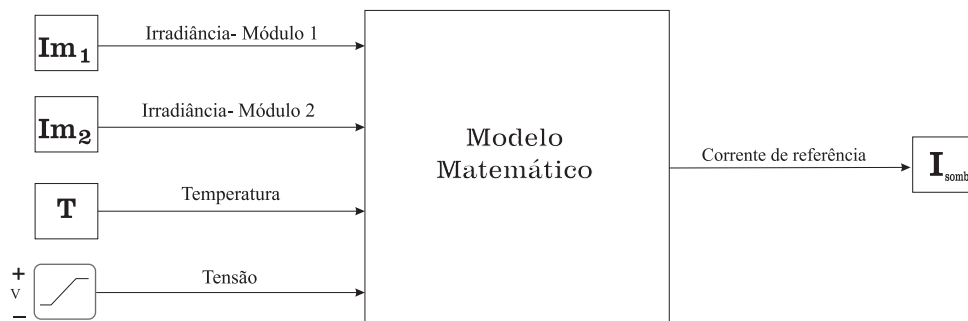
A Tabela 3 apresenta os resultados dos parâmetros estimados pela ED.

Tabela 3 – Resultado da ED para o módulo KC50T.

Parâmetro	Valor
c1	0,2586
c2	0,3677
c3	0,4447
c4	0,3407

A Figura 36 mostra o esquemático para efetuar a simulação apenas do modelo matemático para adaptação ao efeito de sombreamento e validação. A tensão de saída é passada como referência por uma rampa de tensão variando de forma linear.

Figura 36 – Esquemático para validação do modelo matemático

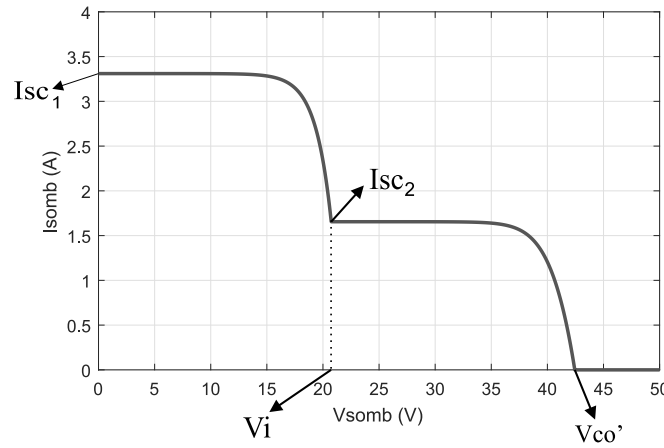


4.2 Adaptação do Modelo de Primeira Ordem para representação de módulos em série

Para desenvolver o algoritmo foram utilizados 2 módulos em série para representar o efeito do sombreamento. Para que as características mostradas no Capítulo 3 fossem reproduzidas pelo modelo de Primeira Ordem, algumas análises e modificações devem ser realizadas no modelo.

Como visto no Capítulo 3, a resposta da corrente para 2 módulos em série quando, um deles se encontra sombreado, foi a apresentada na Figura 29. Para melhor compreensão, nesta análise o módulo exposto a um valor maior de radiação será nomeado módulo 1 e o que apresenta menor exposição à radiação solar módulo 2. A Figura 37 mostra novamente a resposta de corrente em função da tensão para a situação descrita com algumas informações pertinentes.

Figura 37 – Perfil IV detalhado para módulos sombreados



V_i é o valor de tensão onde a corrente do módulo 1 encontra a corrente de curto circuito do módulo 2 (I_{sc2}). Este é o ponto onde o diodo de *bypass* do módulo 2, de menor irradiância é despolarizado e este módulo passa a operar junto com o módulo de maior irradiância, conforme analisado no capítulo anterior. V_{co}' é a tensão equivalente do arranjo série quando a tensão em ambos os módulos é a de circuito aberto.

A corrente com o efeito de sombreamento descrito, nomeada aqui por I_{somb} , pode ser dividida em dois intervalos de tensão:

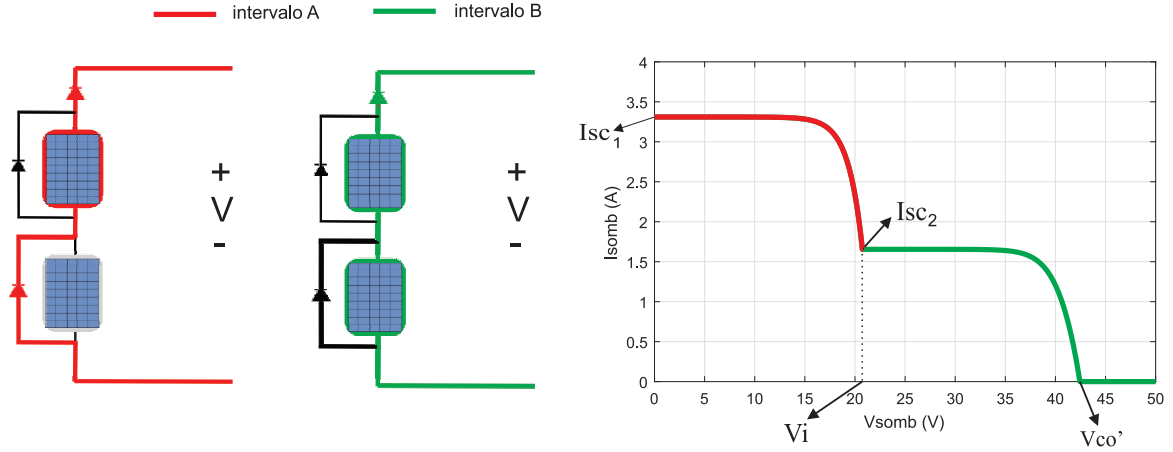
- intervalo A- $[0, V_i]$: Um dos diodos de *bypass* é polarizado e o módulo 1 é responsável por fornecer a corrente do conjunto. É como se houvesse apenas o módulo de maior irradiância operando, sendo I_{somb} neste intervalo, a própria corrente do módulo 1. A tensão do arranjo é a tensão do primeiro módulo somada à tensão de condução do diodo (nula para diodo ideal).
- intervalo B- $(V_i, V_{co}']$: O módulo sombreado passa a impor a corrente do arranjo, pois a corrente da parte não sombreada tenderia a ser menor. O diodo é despolarizado, fazendo com que os dois módulos forneçam energia para o arranjo. Desta forma, a tensão do arranjo é a soma da tensão dos dois módulos.

A Figura 38 ilustra a operação dos módulos nos intervalos A e B e o efeito sobre a corrente total do arranjo.

A partir da descrição feita, é possível definir a corrente com sombreamento I_{somb} por:

$$I_{somb} = \begin{cases} I_{p1}, & \text{para } 0 < V < V_i \\ I_{p2}, & \text{para } V_i < V < V_{co}' \end{cases} \quad (4.1)$$

Figura 38 – Ilustração da operação do arranjo nos intervalos A e B



A equação de corrente do modelo de primeira ordem, que depende da tensão, pode ser escrita como uma equação de tensão que depende da corrente. A partir da equação 2.9 apresentada no Capítulo 2, pode-se desenvolver :

$$I_L = I_{sc} \left\{ 1 - \exp \left[\frac{(V - V_{co})}{\tau} \right] \right\},$$

Desenvolvendo a equação :

$$\left\{ 1 - \exp \left[\frac{(V - V_{co})}{\tau} \right] \right\} = \frac{I_L}{I_{sc}},$$

$$1 - \frac{I_L}{I_{sc}} = \exp \left\{ \left[\frac{(V - V_{co})}{\tau} \right] \right\},$$

$$\ln \left(1 - \frac{I_L}{I_{sc}} \right) = \frac{(V - V_{co})}{\tau},$$

Desta forma, a tensão de um determinado módulo pode ser escrita em função de sua corrente I_L :

$$V = V_{co} + \tau \cdot \ln \left(1 - \frac{I_L}{I_{sc}} \right) \quad (4.2)$$

Como V_i é a tensão onde a corrente de curto do módulo 2 se iguala à corrente do módulo 1, é possível afirmar:

$$I1 = I_{sc2}, \text{ quando } V = V_i \quad (4.3)$$

Substituindo 4.3 em 4.2 pode-se encontrar o valor de V_i , como mostra a Equação

$$Vi = V_{co1} + \tau_1 \cdot \ln \left(1 - \frac{I_{sc2}}{I_{sc1}} \right) \quad (4.4)$$

A equação de corrente I_{p1} é calculada pela Equação 2.9 apresentada no Capítulo 2 considerando os parâmetros do módulo 1. A equação de corrente I_{p2} é recursiva, pois a tensão no módulo 2 (sombreado) irá definir a corrente do arranjo, mas tal tensão depende da tensão do módulo 1, que por sua vez depende de I_{p2} e assim sucessivamente.

Para implementar I_{p2} então, é realizada uma aproximação de corrente inicial e posteriormente são feitas iterações por um número determinado de vezes a fim de melhorar a aproximação. Na primeira iteração, é calculada a corrente aproximada I'_{p2} como mostra a Equação 4.5.

$$I'_{p2} = I_{sc2} \left\{ 1 - \exp \left[\frac{(V - V_{co2}) - V_{co1}}{\tau_2} \right] \right\}, \quad (4.5)$$

Percebe-se que o termo $(-V_{p1})$ é adicionado à equação original de corrente do Modelo de Primeira Ordem. Esta adição é necessária para deslocamento da função até o intervalo B. V_{p1} é a tensão no módulo 1, no intervalo B (quando I_{p2} é a corrente do arranjo). Como este valor ainda é desconhecido, nesta primeira aproximação de corrente, é considerando a tensão de circuito aberto do módulo 1 (V_{co1}).

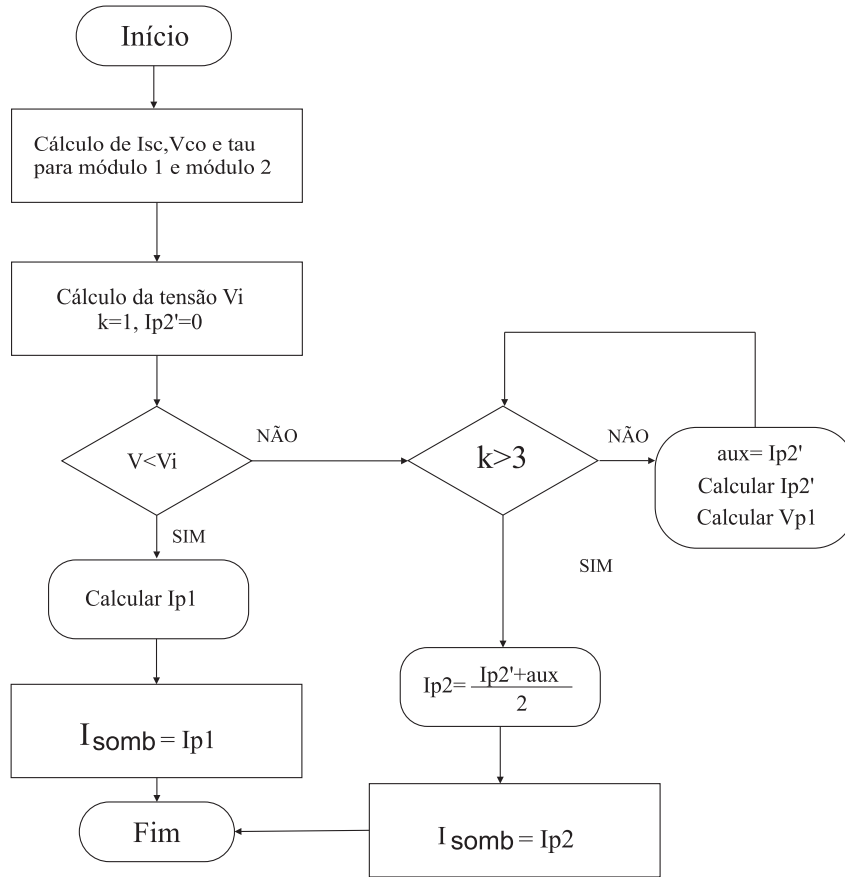
O próximo passo é a partir da Equação 4.2 calcular o novo valor de tensão no módulo 1, substituindo I'_{p2} como mostrado na Equação 4.6:

$$Vp1 = V_{co1} + \tau_1 \cdot \ln \left(1 - \frac{I'_{p2}}{I_{sc1}} \right) \quad (4.6)$$

$Vp1$ agora é uma melhor aproximação da tensão no módulo 1 no intervalo B. Um novo valor de tensão, significa um novo valor de I'_{p2} , indicando um novo valor da tensão no módulo 1 e se recomeça o processo recursivo.

A Figura 39 esquematiza a implementação da corrente $Isomb$ em simulação.

Através de simulações foi observado que utilizando três iterações do processo recursivo, e ao final considerar a corrente $Isomb$ como a média das duas últimas iterações, é suficiente para a representação desejada do arranjo, como mostra o fluxograma da Figura 39. Os resultado de simulação para cada iteração é apresentado e discutido na seção a seguir, com avaliações e análises pertinentes no intuito de justificar e validar o procedimento implementado.

Figura 39 – Implementação da corrente I_{somb} 

4.3 Avaliação do modelo matemático com sombreamento em simulação

Foi realizada uma simulação com o objetivo de avaliar o comportamento do modelo matemático com a metodologia descrita na seção 4.2. Para validação, os resultados são comparados à resposta apresentada pela célula fotovoltaica do SIMULINK, utilizada na estimação de parâmetros do Modelo de Primeira Ordem.

A Figura 40 apresenta a simulação proposta sendo composta por um bloco representando o modelo matemático utilizado e outro representando o modelo de célula do SIMULINK.

O código de implementação do modelo com a representação de sombreamento é apresentado no apêndice A. A representação do módulo a partir da célula no SIMULINK é mostrada na Figura 41. A tensão que simula a tensão de saída do conversor na entrada do modelo, é mostrada na Figura 42 onde é possível identificar uma variação do valor de tensão de maneira linear de 0 a 60 V.

A partir da simulação descrita, foram simulados situações diferentes de sombreamento dos módulos para analisar o resultado de números de iterações distintos realizados

Figura 40 – Simulação do modelo matemático implementado

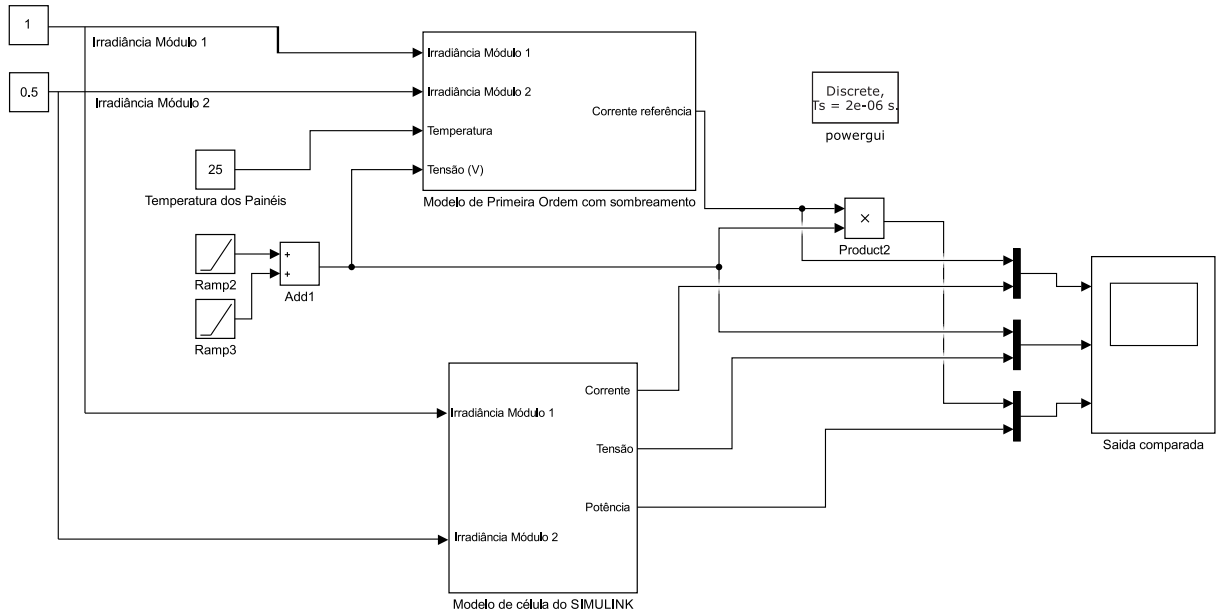
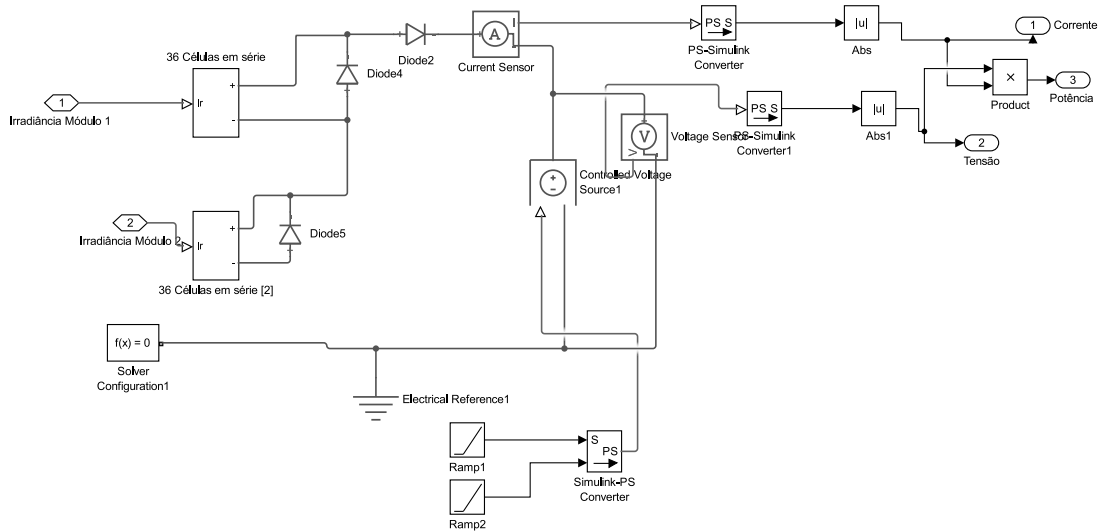


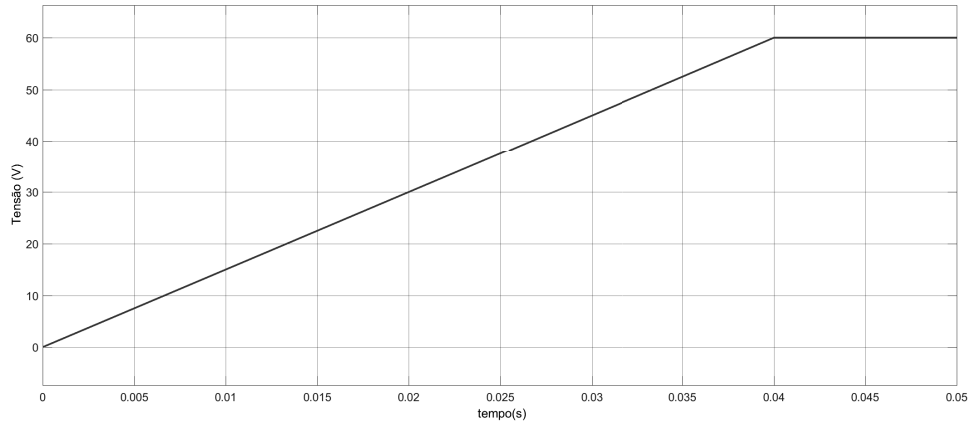
Figura 41 – Representação do módulo a partir da célula no SIMULINK



no algoritmo. A Figura 43 mostra a característica P_xV do arranjo considerando 1 iteração para irradiancias: a) 1 kW/m^2 e 800 W/m^2 ; b) 1 kW/m^2 e 500 W/m^2 ; c) 1 kW/m^2 e 200 W/m^2 ;

Resultado equivalente considerando duas iterações estão mostradas na Figura 44; para 3 iterações na Figura 45 e com a média da segunda e terceira iteração na Figura 46. Nas figuras, a curva azul é da referência (Modelo dois diodos do SIMULINK), e em vermelho o resultado com a aproximação desenvolvida neste trabalho.

Figura 42 – Representação da tensão de saída do conversor por uma rampa de tensão variando de 0 a 60 V.



É possível visualizar que o último caso, 3 iterações com o cálculo da média das duas últimas, reproduz a contento o comportamento do arranjo. Para um número maior de iterações a resposta obtida não apresenta melhora significativa.

É possível perceber que quanto mais próxima da radiação de teste padrão ($1000W/m^2$) melhor a representação do modelo. No entanto, mesmo para arranjos com módulos expostos a valores baixos de irradiância (como o caso de um módulo com $200W/m^2$), o ponto de máxima potência global continua sendo bem representado.

Para alguns parâmetros elétricos foram levantados os desvios percentuais para análise como: Corrente de curto (I_{sc}), Tensão de circuito aberto (V_{co}), Potência máxima (P_m), Tensão para potência máxima (V_m), Corrente para potência máxima (I_m) e o Fator de forma (FF), dado pela equação 4.7.

$$FF = \frac{P_m}{I_{cc} \cdot V_{co}}; \quad (4.7)$$

A Tabela 4 apresentam os dados levantados, com cálculo do desvio percentual para os dois modelos comparados. O desvio percentual é calculado como mostrado na Equação 4.8.

$$e\% = \frac{X_{model} - X_{ref}}{X_{ref}}; \quad (4.8)$$

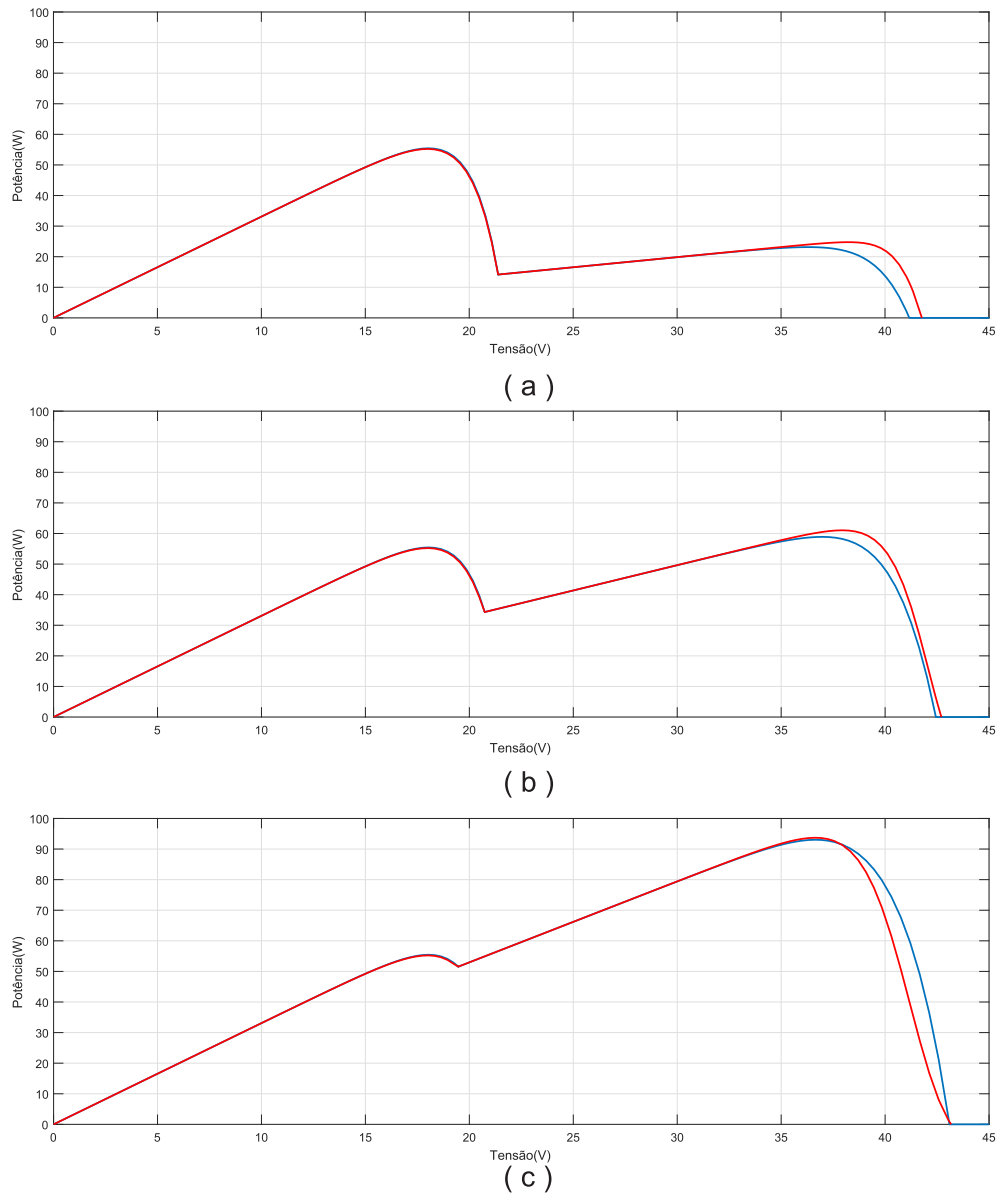
Em que:

X_{model} Valor calculado pelo modelo matemático implementado ;

X_{ref} Valor calculado pelo modelo matemático do SIMULINK;

$V_{e\%}$ desvio percentual;

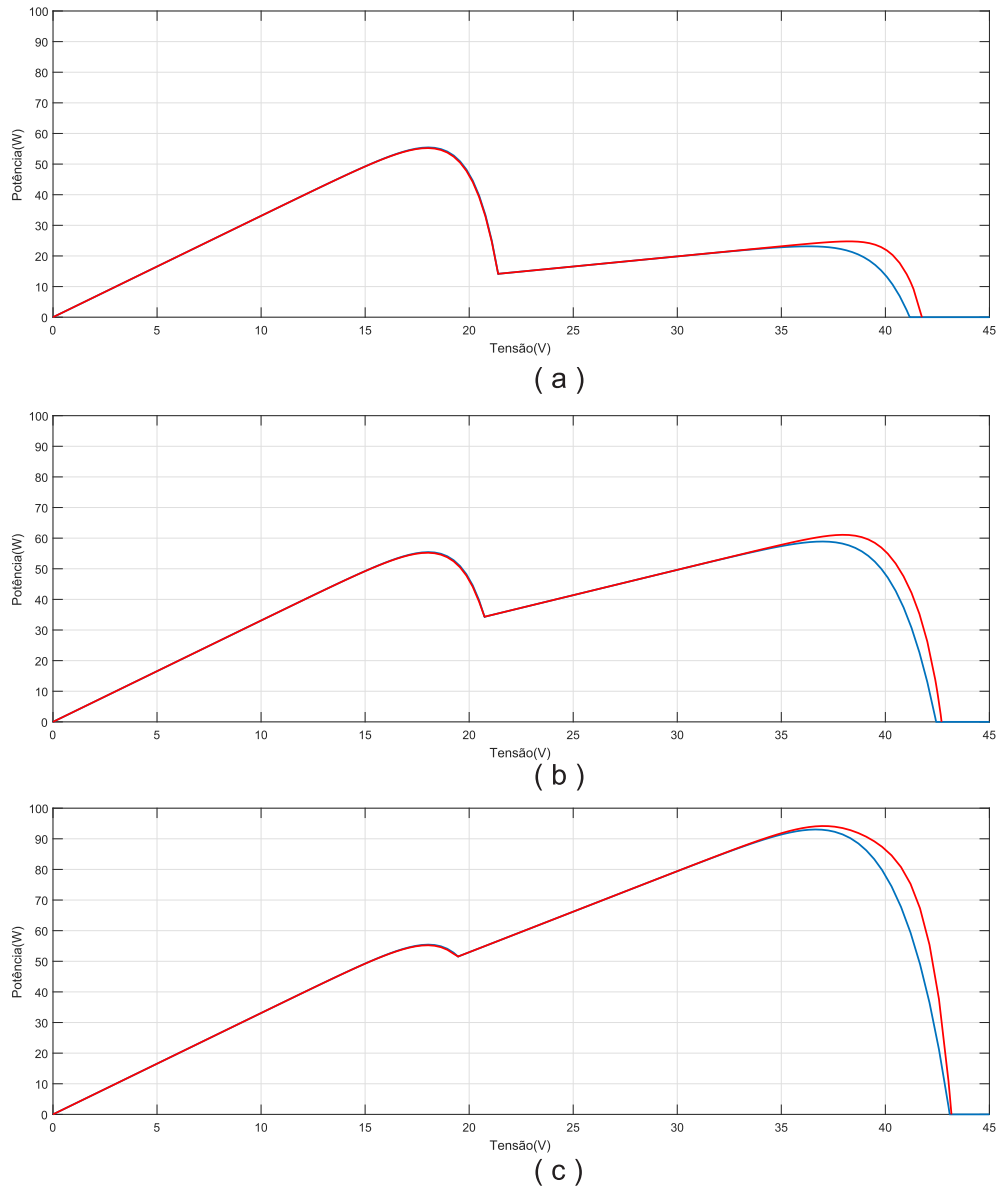
Figura 43 – Característica PxV do arranjo considerando 1 iteração para irradiâncias: a) 1 kW/m^2 e 200 W/m^2 ; b) 1 kW/m^2 e 500 W/m^2 ; c) 1 kW/m^2 e 800 W/m^2



Observa-se que os valores entre os dois modelos são bem próximos. De acordo com o fabricante, (KYOCERA,) o módulo KC50-T apresenta uma tolerância entre -5% a 10% , e todos os parâmetros apresentados na Tabela 4 apresentam um percentual de desvios muito inferiores a faixa de tolerância, como já esperado, descrito por Costa (2010) em seu trabalho. O ponto de máxima potência em todos os casos é bem representado.

A Figura 47 apresenta a característica $I \times V$ para diferentes valores de irradiância, onde a curva azul é da referência (Modelo dois diodos do SIMULINK), e em vermelho o resultado com a aproximação desenvolvida neste trabalho.

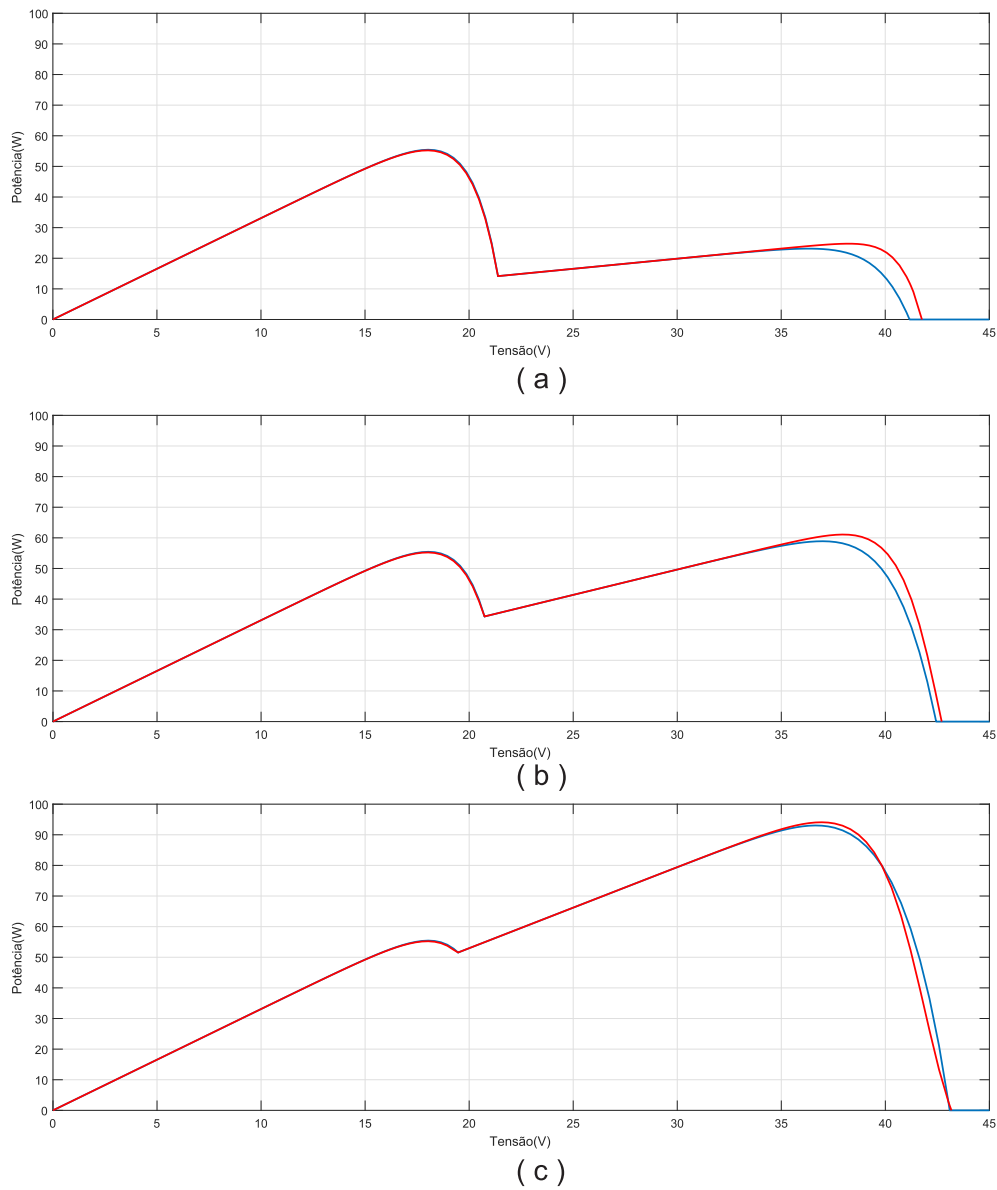
Figura 44 – Característica PxV do arranjo considerando 2 iterações para irradiâncias: a) 1 kW/m^2 e 200 W/m^2 ; b) 1 kW/m^2 e 500 W/m^2 ; c) 1 kW/m^2 e 800 W/m^2



Na Figura 48 é apresentado um gráfico de desvio percentual ($e(\%)$) para corrente em função da variação de tensão.

Observa-se que há um aumento do erro quando a tensão tende à tensão de circuito aberto do arranjo. Isto pode ser justificado pelo baixo valor de corrente nesta região, tendendo a gerar um erro alto a qualquer variação mesmo que pequena (o denominador nesta região é um número muito próximo de zero).

Figura 45 – Característica PxV do arranjo considerando 3 iterações para irradiâncias: a) 1 kW/m^2 e 200 W/m^2 ; b) 1 kW/m^2 e 500 W/m^2 ; c) 1 kW/m^2 e 800 W/m^2

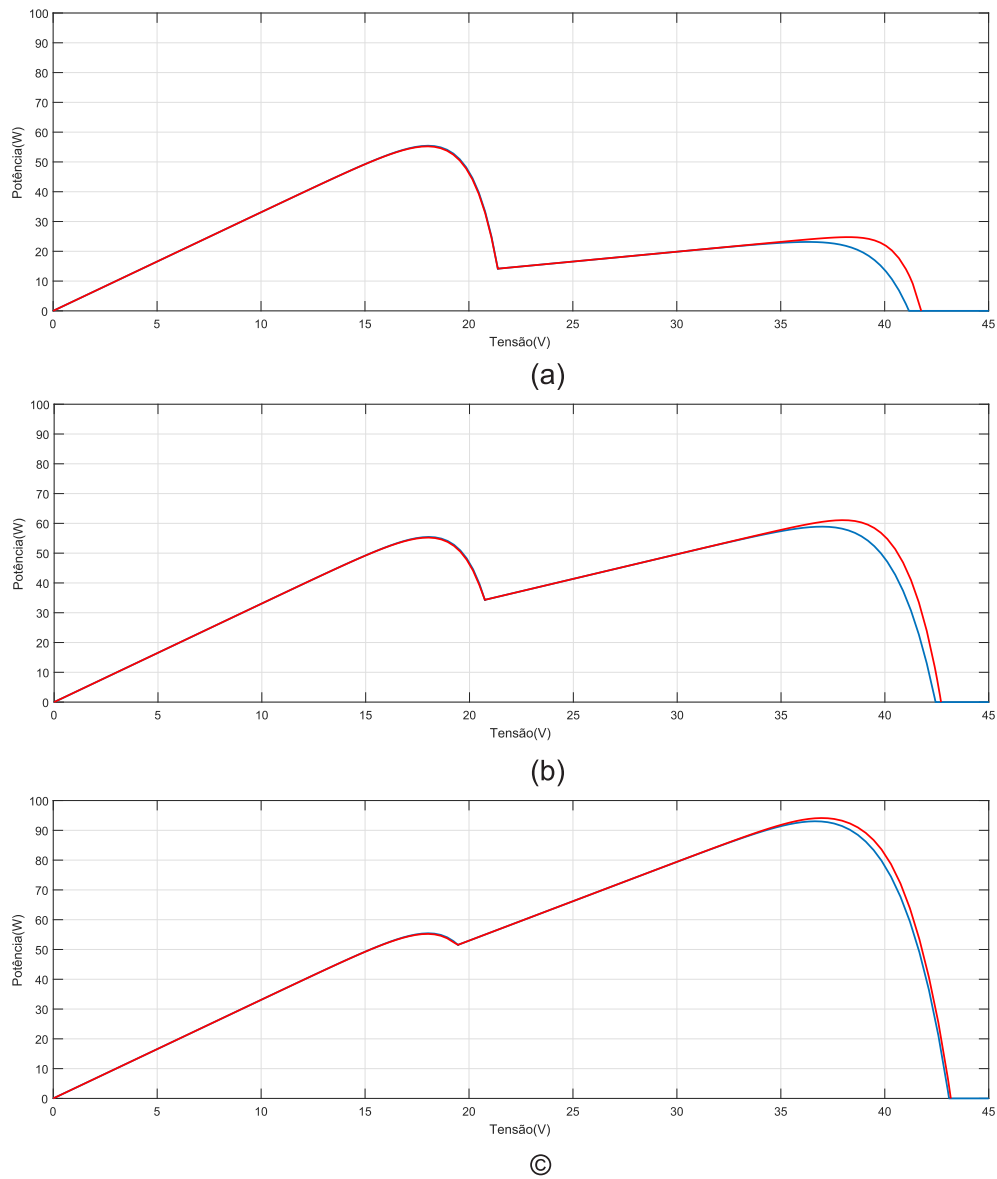


4.4 Conclusões

Este capítulo apresentou a modelagem de sombreamento parcial adaptando o Modelo de Primeira Ordem. A partir de dados do módulo Kyocera KC50-T, o algoritmo Evolução Diferencial foi utilizado para estimação de parâmetros do modelo e foi desenvolvido um algoritmo para representar as características de arranjos fotovoltaicos em condição de sombreamento.

Os resultados de simulação foram apresentados com variações na condição de irradiância de dois módulos fotovoltaicos em série, onde se apresentou as características PxV e IxV do arranjo comparando-se ao modelo apresentado pelo software SIMULINK.

Figura 46 – Característica PxV do arranjo considerando 4 iterações para irradiâncias: a) 1 kW/m^2 e 200 W/m^2 ; b) 1 kW/m^2 e 500 W/m^2 ; c) 1 kW/m^2 e 800 W/m^2



Também foram calculados valores de desvio percentual para as principais variáveis do conjunto.

Pode-se concluir que a representação de arranjos série de módulos sombreados desenvolvida neste trabalho representa bem as características de PV's em situação de sombreamento parcial. Os resultados de cálculo de desvios se mantiveram abaixo da faixa de tolerância prevista pelo fabricante do módulo comercial utilizado.

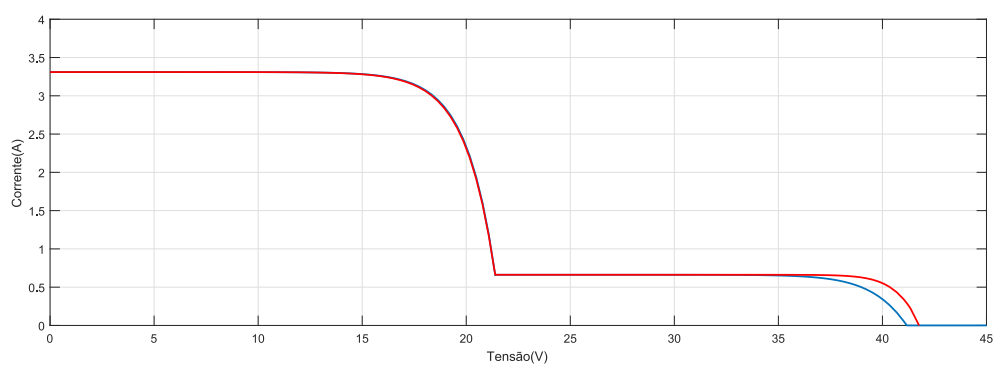
Conclui-se também que no método descrito, para os diferentes valores de radiação, os pontos de máxima potência foram bem representados, o que valida uma possível utilização da representação descrita neste trabalho com fim de auxiliar no estudo de algoritmos MPPT's.

Tabela 4 – Comparação entre os modelos para irradiâncias distintas

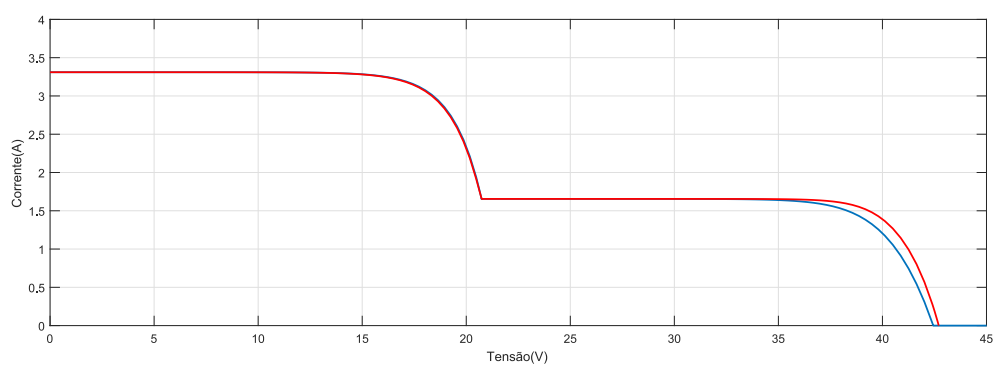
Irradiância (W/m^2)	Modelo	$I_{sc}(A)$	$V_{co}(V)$	$P_m(W)$	$I_m(A)$	$V_m(V)$	FF
1000 e 200	Referência	3,31	41,17	55,45	3,02	18,36	0,41
	M1ord Adaptado	3,31	41,96	55,23	3,00	18,41	0,40
	Desvio (%)	0	-1,93	0,3	0,46	-0,0027	2,29
1000 e 500	Referência	3,31	42,44	58,90	1,66	35,48	0,42
	M1ord Adaptado	3,31	42,93	61,08	1,66	36,8	0,43
	Desvio (%)	0,00	-1,15	-3,71	0,00	-0,037	-2,55
1000 e 800	Referência	3,31	43,09	93,04	2,52	36,92	0,66
	M1ord Adaptado	3,31	43,25	94,13	2,52	37,35	0,65
	Desvio (%)	0,00	-0,36	-1,17	-0,33	-0,011	0,81

A metodologia apresentada neste capítulo para 2 módulos fotovoltaicos em série pode ser estendida para n módulos, ou agrupamentos de módulos, formando um arranjo.

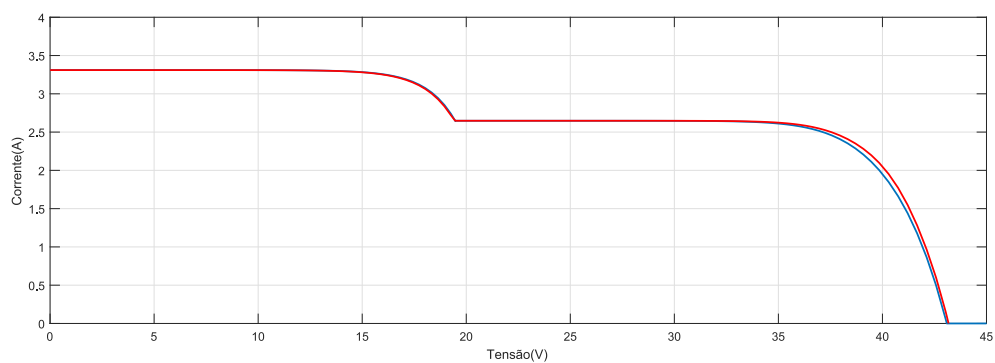
Figura 47 – Característica $I \times V$ do arranjo considerando os valores de irradiância: a) 1 kW/m^2 e 200 W/m^2 ; b) 1 kW/m^2 e 500 W/m^2 ; c) 1 kW/m^2 e 800 W/m^2



(a)

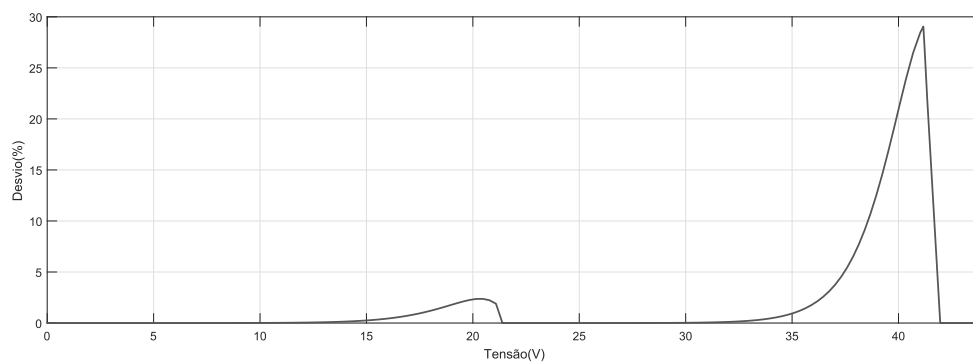


(b)

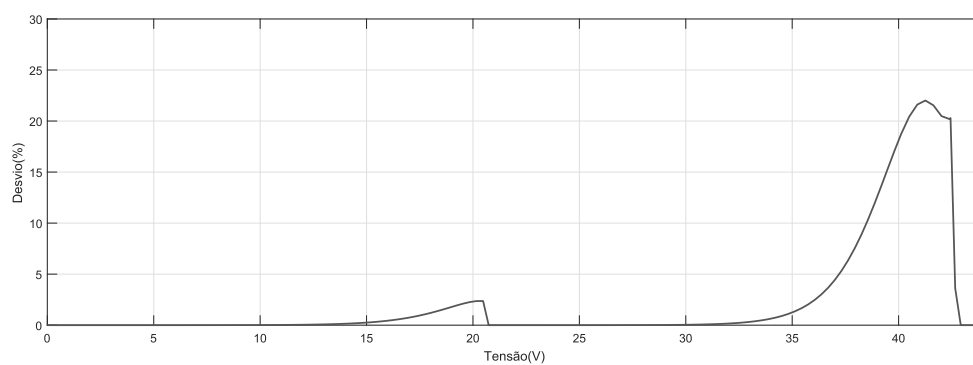


(c)

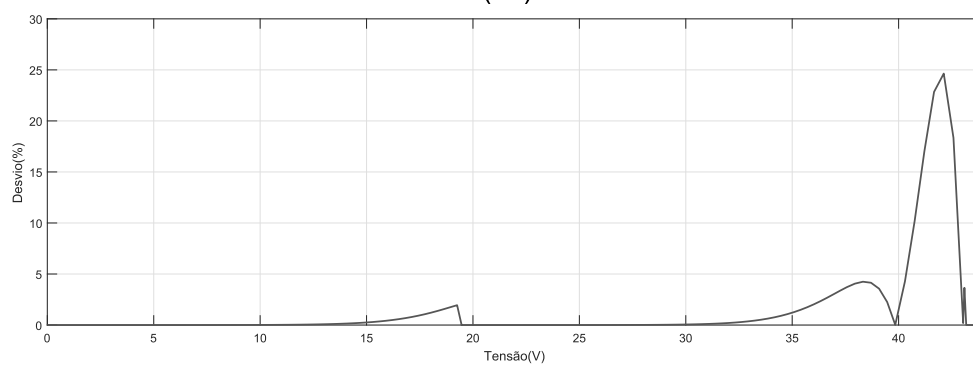
Figura 48 – Gráfico do desvio percentual em função da tensão do arranjo



(a)



(b)

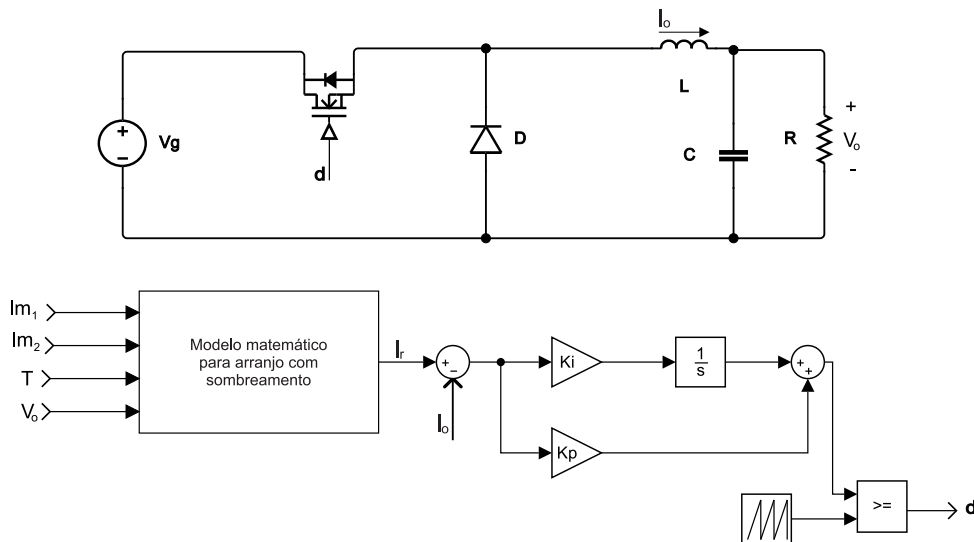


(c)

5 O Emulador de arranjo fotovoltaico

A Figura 49 representa o esquemático do emulador simulado no trabalho por meio do *software* MATLAB. O emulador é composto por um conversor CC-CC *Buck*, controlado de forma a obter a relação de tensão e corrente desejada. O sinal de referência do controle vem do modelo matemático adaptado para representar condições de sombreamento, apresentado no Capítulo 4.

Figura 49 – Esquemático do emulador eletrônico de arranjos PV's



O objetivo deste capítulo é apresentar o projeto do conversor *Buck* e do controlador PI, a simulação do emulador e a apresentação dos resultados do conjunto.

5.1 Projeto do conversor Buck

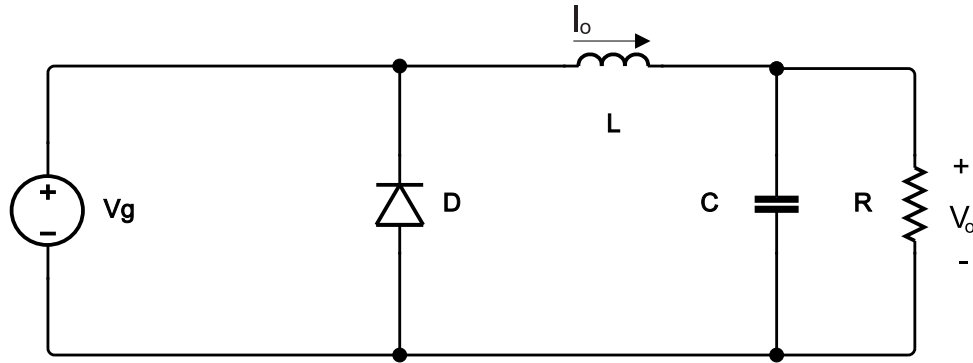
Para determinar os componentes do conversor, o passo inicial é escolher as tensões de entrada e de saída, a corrente de saída para operação do conversor e um ciclo de trabalho. Considera-se a utilização de uma fonte de alimentação contínua como entrada do conversor mostrado na Figura 50, onde V_g representa a tensão de entrada e V_o é a tensão de saída.

O ciclo de trabalho d é dado pela Equação 5.1

$$d = \frac{V_o}{V_g}; \quad (5.1)$$

A ondulação da corrente no indutor é mostrada na Equação 5.2. (BARBI, 2007)

Figura 50 – Circuito equivalente do conversor durante o período que a chave se encontra fechada



$$\Delta_{IL} = \frac{V_g d(1-d)}{f \cdot L} \quad (5.2)$$

Sendo:

Δ_{IL} A ondulação da corrente no indutor;

f frequência de chaveamento ;

L Indutância;

A ondulação da tensão no capacitor é mostrada na Equação 5.3.(BARBI, 2007)

$$\Delta_{VC} = \frac{\Delta_{VC}}{8 \cdot f \cdot C} \quad (5.3)$$

Sendo:

Δ_{VC} A ondulação da tensão no capacitor (V) ;

C Capacitância (F) ;

É possível identificar pelas equações 5.2 e 5.3 que a ondulação máxima de corrente para o indutor e de tensão para o capacitor ocorre quando $d = 0,5$. O projeto do conversor foi concebido considerando como tensão média de operação na saída, a tensão de MPPT para o módulo emulado (17,4 V, sob irradiância de $1000W/m^2$ e temperatura $25^\circ C$). Como o objetivo é a emular dois módulos em série, tem-se ($V_o = 17.4 * 2 = 34.8$), aproximadamente 35 V. Assumindo $d = 0.5$, tem-se $V_g = 70V$. A corrente de projeto considerada foi a de curto-circuito do módulo para condições de teste padrão: $I_o = 3.31A$.

Outras especificações, tais como a frequência de chaveamento, a ondulação de corrente do indutor e ondulação de tensão do capacitor são definidos, respectivamente, em $10kHz$, 5% de I_o e 1% de V_o .

Uma vez, definidos os parâmetros do conversor, os elementos passivos (C e L) são dimensionados por meio das Equações 5.2 e 5.3. A Tabela mostra todos os parâmetros definidos e calculados para o conversor do projeto.

Tabela 5 – Parâmetros do conversor *Buck* projetado.

Parâmetro	Valor
V_o	35V
V_g	70V
I_o	7A
f	10 kHz
d	0,5
Δ_{IL}	5%
Δ_{VC}	1%
L	10mH
C	12μF

5.2 Controlador PI

5.2.1 Função de transferência em malha aberta do conversor

Para realizar o projeto do controlador, é necessário determinar a função de transferência em malha aberta de corrente do conversor, a partir de sua modelagem.

Os conversores estáticos apresentam comportamento não linear no estágio de potência e por isso requerem um método de linearização e um critério de estabilidade para estudar o controlador e sua estabilidade. (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2006)

Em Middlebrook e Slobodan (1977) é desenvolvida uma técnica de linearização com um cálculo médio a cada período de comutação do conversor, por variáveis médias no espaço de estados. Este modelo, denominado Modelo de Pequenos Sinais, é válido para pequenas perturbações na corrente do indutor e na tensão no capacitor, onde a linearização existe em torno do ponto de operação.

Inicialmente é necessário descrever as variáveis de interesse para cada estado do conversor obtendo o modelo médio do conversor, conforme as Equações 5.4,5.5,5.6,5.7.

$$\dot{x} = Ax + B \quad (5.4)$$

$$y = Cx \quad (5.5)$$

Onde:

$$x = \begin{bmatrix} i_L \\ v_C \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

$$y = \begin{bmatrix} i_L \\ v_o \end{bmatrix} \quad (5.7)$$

i_L Corrente no indutor (A);

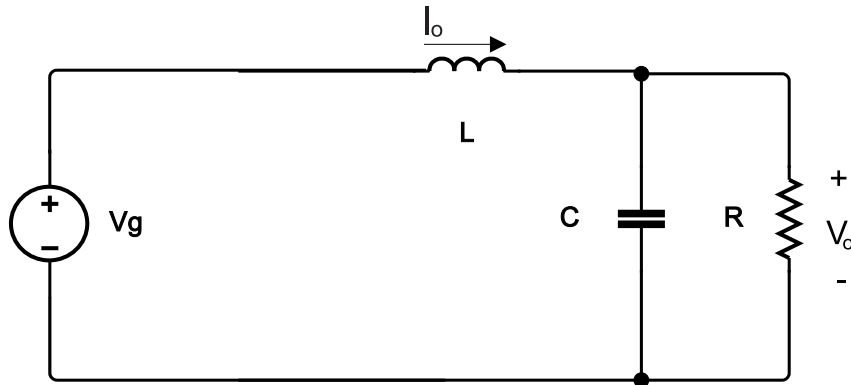
v_C Tensão no capacitor (V);

x Vetor de estado ;

y Vetor de saída ;

Para análise do modelo, deve-se considerar duas situações: um período onde a chave semicondutora está em condução (ton) e outro onde a chave está bloqueada (toff). Considerando ideais a chave e o diodo do conversor *Buck*, para o período ton, pode-se aplicar as leis de Kirchhoff ao circuito equivalente que é mostrado na Figura 51

Figura 51 – Circuito equivalente do conversor durante o período ton



$$V_g = L\dot{i}_L + v_C \quad (5.8)$$

$$i_L = C\dot{v}_C + \frac{v_C}{R} \quad (5.9)$$

A partir das equações diferenciais apresentadas é possível escrever as equações de estados e de saída:

$$\dot{i}_L = -\frac{1}{L}v_C + \frac{1}{L}V_g \quad (5.10)$$

$$\dot{v}_C = \frac{1}{C}i_L - \frac{1}{RC}v_C \quad (5.11)$$

$$v_o = v_C \quad (5.12)$$

É possível então escrever as matrizes A,B e C para o período ton:

$$A_1 = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix}$$

$$B_1 = \begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 \end{bmatrix}$$

$$C_1 = \begin{bmatrix} 1 & 0 \end{bmatrix}$$

A Figura 52 apresenta o circuito equivalente do conversor durante o período (toff).

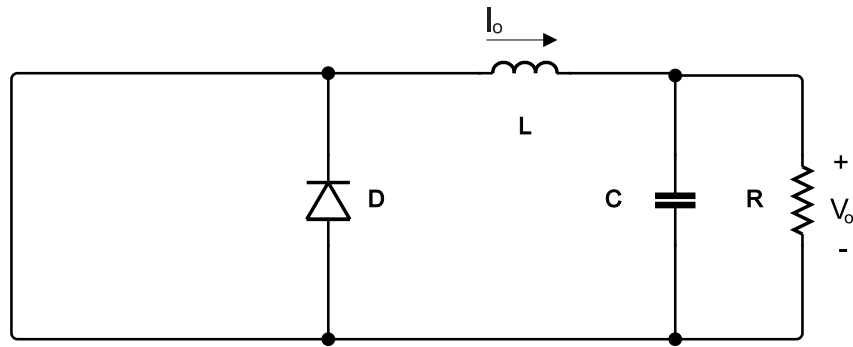


Figura 52 – Circuito equivalente do conversor durante o período toff

Aplicando as leis de Kirchhoff:

$$0 = L\dot{i}_L + v_C \quad (5.13)$$

$$i_L = C\dot{v}_C + \frac{v_C}{R} \quad (5.14)$$

A partir das equações diferenciais apresentadas é possível escrever as equações de estados e de saída:

$$\dot{i}_L = -\frac{1}{L}v_C \quad (5.15)$$

$$\dot{v}_C = \frac{1}{C}i_L - \frac{1}{RC}v_C \quad (5.16)$$

$$v_o = v_C \quad (5.17)$$

Escreve-se as matrizes A,B e C para o período toff como sendo:

$$A_2 = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix}$$

$$B_2 = [0]$$

$$C_2 = \begin{bmatrix} 1 & 0 \end{bmatrix}$$

É possível escrever os períodos ton e toff em função do ciclo de trabalho, como mostram as Equações 5.18 e 5.19:

$$ton = d \quad (5.18)$$

$$toff = (1 - d) \quad (5.19)$$

A partir das matrizes calculadas para cada período e das equações 5.18 e 5.19, é possível escrever as matrizes A,B,C medianas mostradas em 5.20,5.21 e 5.22:

$$A = A_1d + A_2(1 - d) = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} \quad (5.20)$$

$$B = B_1d + B_2(1 - d) = \begin{bmatrix} \frac{d}{L} & 0 \end{bmatrix} \quad (5.21)$$

$$C = C_1d + C_2(1 - d) = \begin{bmatrix} 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (5.22)$$

O próximo passo agora é realizar uma linearização observando o comportamento para perturbações de pequenos sinais em torno do ponto de operação do conversor. As Equações em 5.23 mostram onde ocorrem as perturbações de pequeno sinais.(ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2006)

$$\begin{aligned} x &= \bar{X} + \tilde{x} \\ u &= \bar{U} + \tilde{u} \\ d &= \bar{D} + \tilde{d} \\ y &= \bar{Y} + \tilde{y} \end{aligned} \quad (5.23)$$

Sendo:

\bar{X} Ponto quiescente do vetor de estado;

\tilde{x} Perturbação de pequeno sinal no vetor de estado;

\bar{U} Ponto quiescente do vetor de entrada;

\tilde{u} Perturbação de pequeno sinal no vetor de entrada;

\bar{D} Ponto quiescente do ciclo de trabalho;

\tilde{d} Perturbação de pequeno sinal no ciclo de trabalho ;

\bar{Y} Ponto quiescente do vetor de saída;

\tilde{y} Perturbação de pequeno sinal no vetor de saída ;

Levando em consideração as Equações 5.23 é possível obter um conjunto de equações onde se deve calcular os pontos quiescentes (valores em regime do conversor) e as pequenas variações em torno desse ponto (valores de transitório do conversor).

Quando em regime, a derivada de todos os elementos de x é nula. Logo:

$$\begin{aligned} 0 &= A\bar{X} + B\bar{U} \\ \bar{Y} &= C\bar{X} \end{aligned}$$

Considerando as equações médias do sistema em equilíbrio, sua solução é:

$$\begin{aligned} \bar{X} &= -A^{-1}B\bar{U} \\ \bar{Y} &= -CA^{-1}B\bar{U} \end{aligned}$$

Desenvolvendo:

$$\bar{X} = \begin{bmatrix} -\frac{L}{R} & C \\ -L & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \frac{d}{L} & 0 \end{bmatrix} \cdot \bar{V}_g$$

$$\bar{X} = \begin{bmatrix} \frac{d}{R} \\ d \end{bmatrix} \cdot \bar{V}_g$$

É possível então, chegar ao ponto quiescente para i_L e V_o que é mostrado nas equações 5.24 e refeq:qvo:

$$\bar{i}_L = \frac{d\bar{V}_g}{R} \quad (5.24)$$

$$\bar{v}_C = d\bar{V}_g \quad (5.25)$$

Para considerar agora as pequenas variações em torno do ponto quiescente, deve ser substituído o modelo médio em espaço de estados a partir das Equações 5.23, considerando as equações até aqui encontradas. É importante ressaltar que assumindo então que a hipótese de pequenos sinais é satisfeita, os termos não-lineares de 2ª ordem são pequenos em amplitude, comparados aos de primeira ordem e por isto pode ser desprezados.

A partir do procedimento descrito pode ser encontrado a função de transferência da corrente de saída i_L em função do ciclo de trabalho, como descrito na Equação 5.26.

$$G_{id} = \frac{i(s)}{d(s)} = V_g \frac{1 + RCs}{RLCs^2 + Ls + R} \quad (5.26)$$

R é a carga conectada na saída do emulador de modo a extrair a máxima potência do conversor. Considerando $V_o = 35V$, $R = \frac{V_o}{I_{sc}} = 10,57\Omega$. Substituindo os valores na Equação 5.26, a função de transferência do conversor em malha aberta pode ser dada pela equação 5.27

$$G_{id} = \frac{i(s)}{d(s)} = \frac{70 + 0,008879s}{1,268\mu s^2 + 0.01s + 10,57} \quad (5.27)$$

5.2.2 Projeto do controlador

Com a função de transferência em malha aberta do conversor $G_{id}(s)$, é feita uma análise por meio da resposta em frequência utilizando diagrama de Bode para sintonia do controlador PI. Os critérios adotados são os seguintes:

- Margem de fase de 60°
- frequência de corte f_C de $586Hz$, ω_C de $3680rad/s$

O ganho do controlador é descrito na Equação 5.28

$$G_c(s) = K_p \frac{s + \omega_z}{s} \quad (5.28)$$

$$K_i = K_p \omega_z \quad (5.29)$$

Sendo:

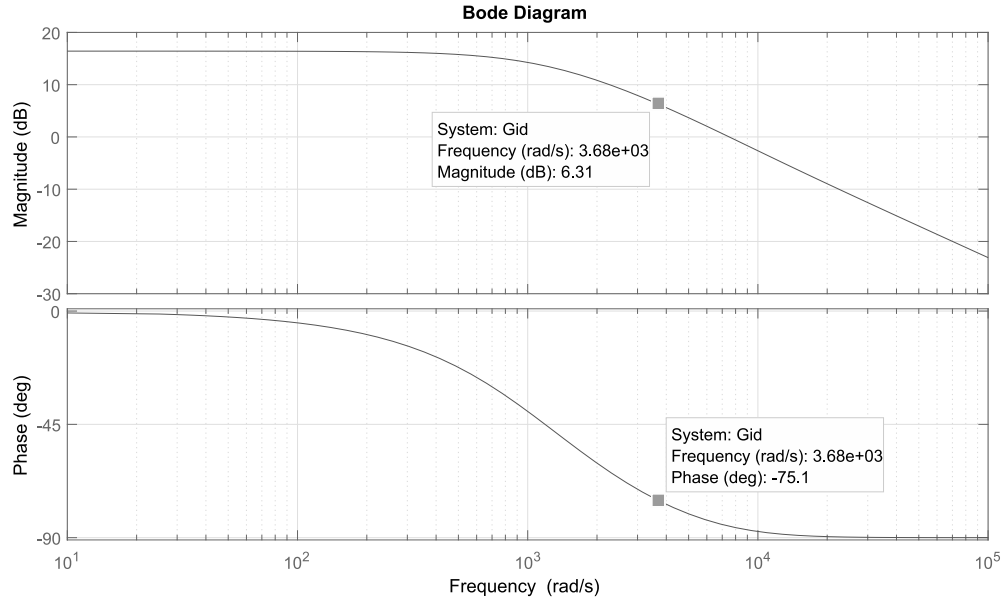
K_p Ganho proporcional;

K_i Ganho proporcional;

ω_z frequência de corte do controlador (rad/s);

A Figura 53 apresenta o diagrama de bode de G_{id} .

Figura 53 – Diagrama de Bode para G_{id} em malha aberta

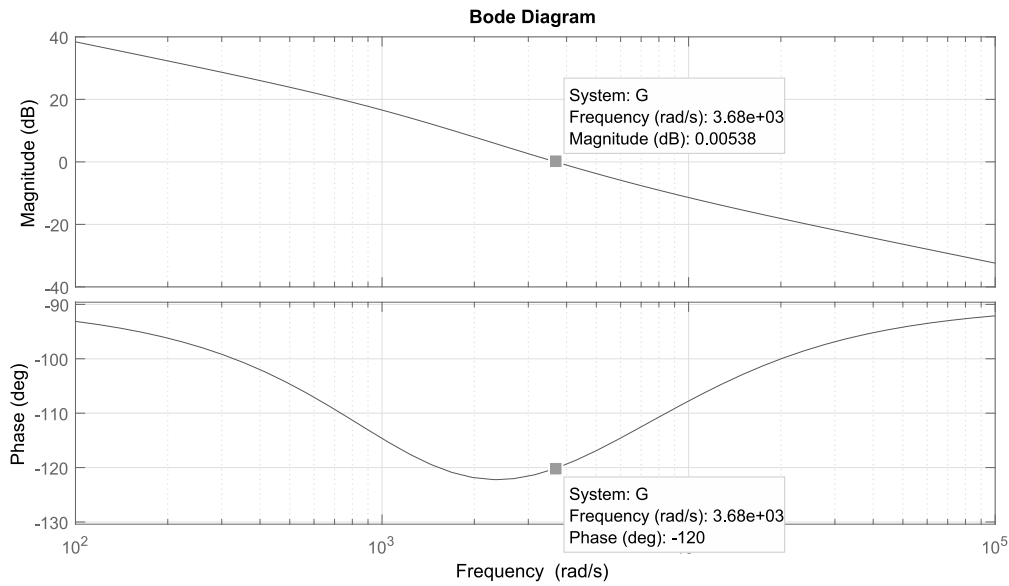


Percebe-se que para a frequência de corte escolhida, a fase correspondente se encontra em $\Phi = -75,1^\circ$. Desta forma, a contribuição do controlador deve ser de: $(-180^\circ + 60^\circ + 75,1^\circ = 44,9^\circ$. Nesta frequência a magnitude do ganho deve ser nula. Como na frequência de $\omega_c = 3680$ a magnitude do ganho é de $6,3dB$, o controlador deve prover uma atenuação de $-6,3dB$.

De tal modo, por meio da Equação 5.30, considerando $s = j\omega_c$ e os critérios adotados para o conversor, tem-se:

$$G_c(s) = 20 \log |K_p \left(\frac{s + \omega_z}{s} \right)| \quad (5.30)$$

Como o ângulo que o compilador deve adicionar é de $44,9^\circ$, $\text{tg}(44,9^\circ)=1$. Desta forma, $\omega_C = \omega_z$. Fazendo as devidas substituições na Equação 5.30, encontra-se os ganhos $K_p = 0,3424$ e $K_i = 1260$. A Figura 54 apresenta o diagrama de Bode para a função de transferência em malha aberta, após serem ajustados os ganhos do controlador.

Figura 54 – Diagrama de Bode para $G_{id} \cdot G_c$ em malha aberta

5.3 Avaliação do emulador de arranjo fotovoltaico

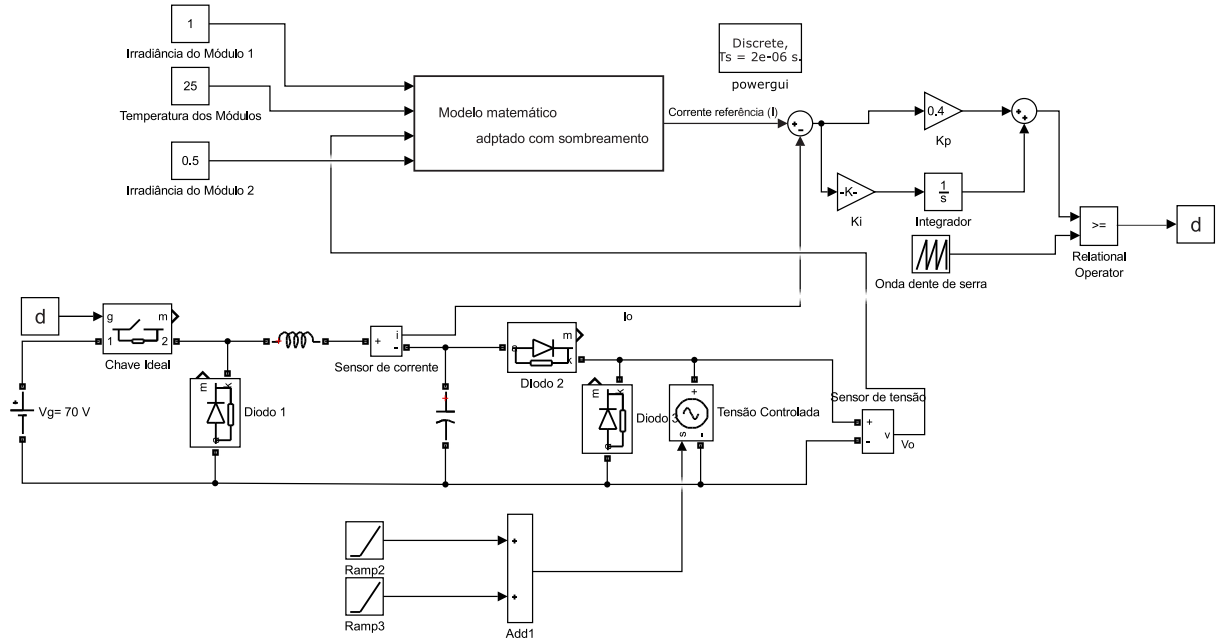
Foi realizada uma simulação com o objetivo de avaliar o conversor *Buck* e o controle projetado operando como emulador de um arranjo PV série. A Figura 55 apresenta a simulação proposta. Para obtenção dos resultados uma tensão é imposta na saída do conversor a partir de uma fonte controlada. O valor da tensão aplicada é utilizada como uma das entradas do modelo de arranjo com sombreamento, que disponibiliza ao laço de controle a corrente a ser usada como referência. As diversas situações simuladas são apresentadas a seguir.

A Figura 56 apresenta a curva de corrente do arranjo comparando a saída do conversor com o sinal da referência de corrente para diferentes condições de sombreamento. A tensão imposta é uma rampa crescente que vai de 0 a 50 V em 0.1 segundos. São analisadas três situações de irradiância para os módulos 1 e 2 respectivamente: a) 1000 W/m^2 e 200 W/m^2 ; b) 1000 W/m^2 e 500 W/m^2 ; c) 1000 W/m^2 e 800 W/m^2 .

É possível identificar que o conversor apresenta bom funcionamento para todas as condições de irradiância mostradas. Pode-se notar um bom comportamento dinâmico da saída do emulador de arranjos, quanto ao transitório apresentado pela corrente de referência (mudança de intervalo no arranjo sombreado).

O rastreamento da característica de corrente é bem realizado pelo emulador, mesmo com variação dos níveis de irradiância, para valores diferentes do projetado no controle do conversor. Entretanto, os melhores resultados são obtidos quanto mais próximo da corrente de projeto estiver a operação do conversor.

Figura 55 – Simulação do emulador fotovoltaico implementado



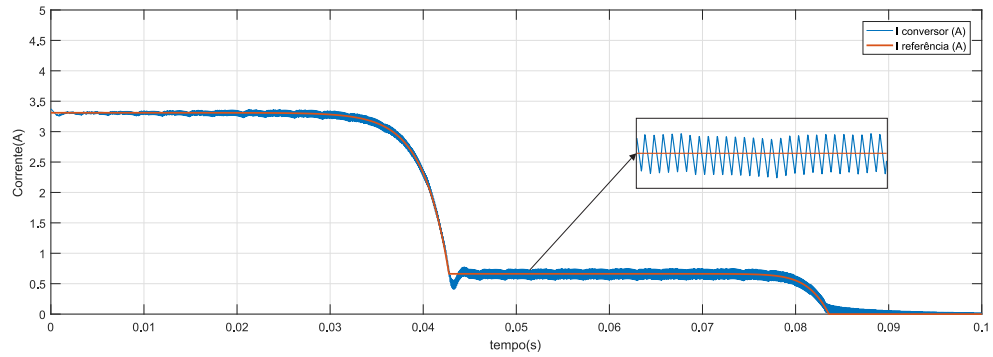
Como alguns métodos MPPT's utilizam de técnicas de variação da tensão, para encontrar o maior ponto de fornecimento de potência, o emulador deve apresentar uma boa resposta tanto para tensões de referência crescentes, quanto para decrescentes.

A Figura 57 apresenta a curva de corrente do arranjo comparando a saída do conversor com o sinal da referência de corrente, quando a tensão de saída imposta é decrescente, variando de 0 a 50 V em 0.1 segundos. São analisadas três situações de irradiância para os módulos 1 e 2 respectivamente: a) 1000 W/m^2 e 200 W/m^2 ; b) 1000 W/m^2 e 500 W/m^2 ; c) 1000 W/m^2 e 800 W/m^2 .

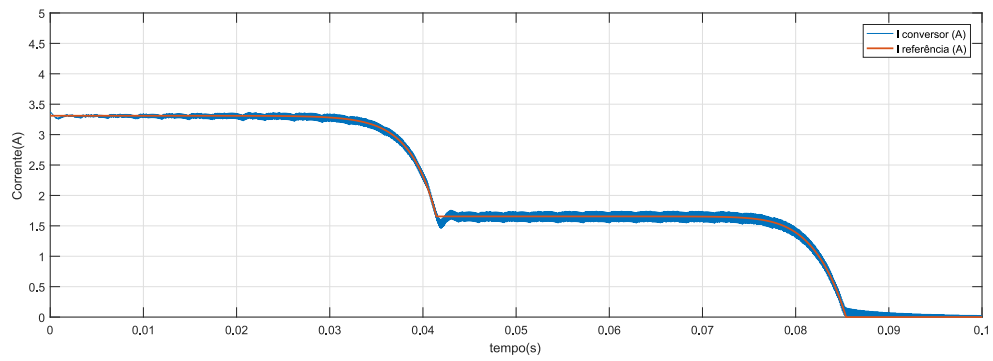
É possível perceber que a característica de corrente do arranjo é emulada tanto para variações crescentes de tensão, quanto variações decrescentes. Durante a maior parte do período apresentado na Figura 57, o conversor consegue excursionar toda a curva, com uma boa operação dinâmica. Entretanto, no intervalo onde o valor de corrente do arranjo é pequeno, próximo de zero, a resposta apresenta um maior desvio da corrente de referência, uma vez que a malha de controle é projetada para valores de corrente superiores. Um erro maior na resposta pode ser também notado quando o conversor começa a operar com corrente inicial nula, por estar o indutor descarregado. Na simulação, para variação crescente da rampa de tensão o indutor foi inicializado com um valor de corrente de regime, caso contrário, a mesma oscilação apresentada para a rampa de tensão decrescente seria visualizada.

As Figuras 58 e 59 apresentam característica de tensão, corrente, e a curva P_xV do arranjo emulado para uma condição climática de operação diferente: 800 W/m^2 e 300 W/m^2 . São mostradas a resposta de tensão, corrente e a característica P_xV do emulador e do

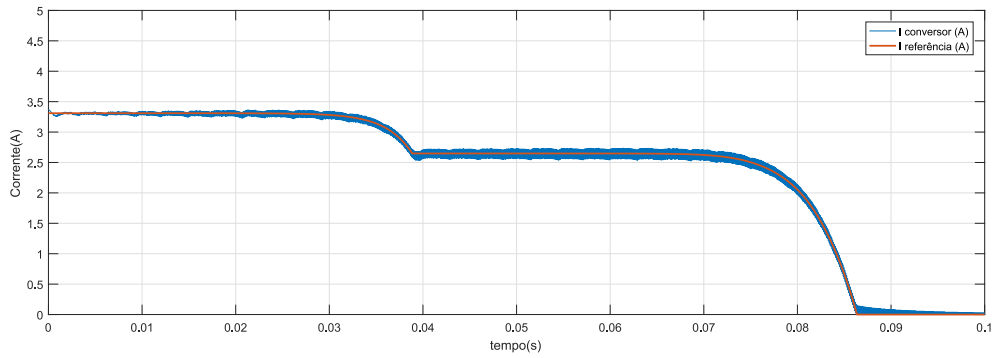
Figura 56 – Característica $I \times V$ do arranjo com rampa crescente de tensão comparando corrente de referência e a de saída do conversor para: a) 1000 W/m^2 e 200 W/m^2 ; b) 1000 W/m^2 e 500 W/m^2 ; c) 1000 W/m^2 e 800 W/m^2



(a)



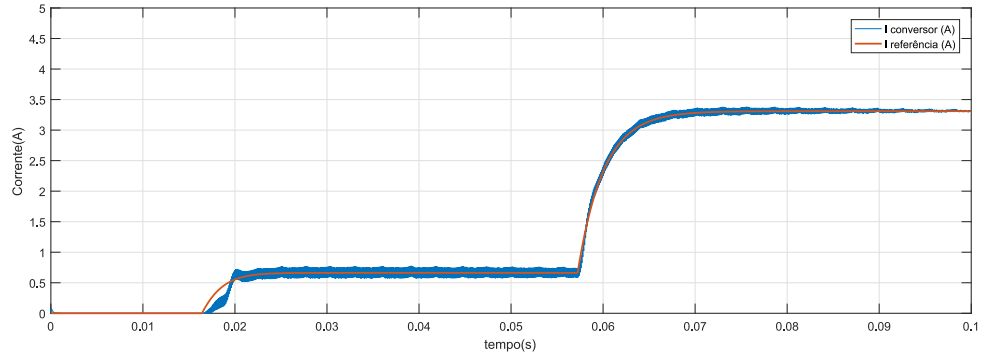
(b)



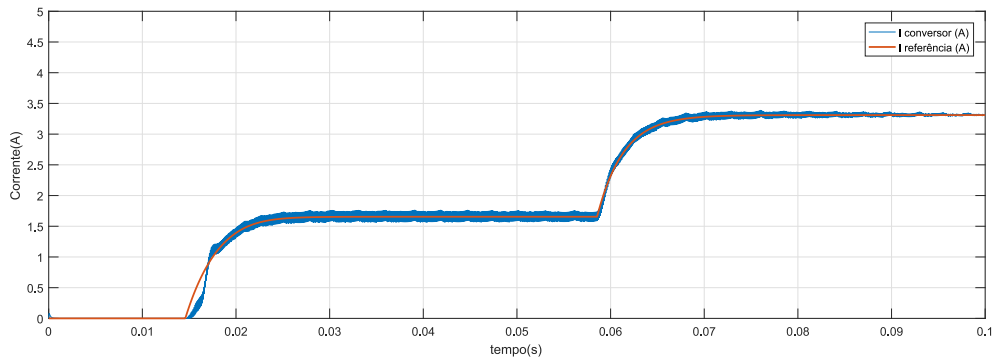
(c)

sinal de referência para variações de tensão crescentes e decrescentes.

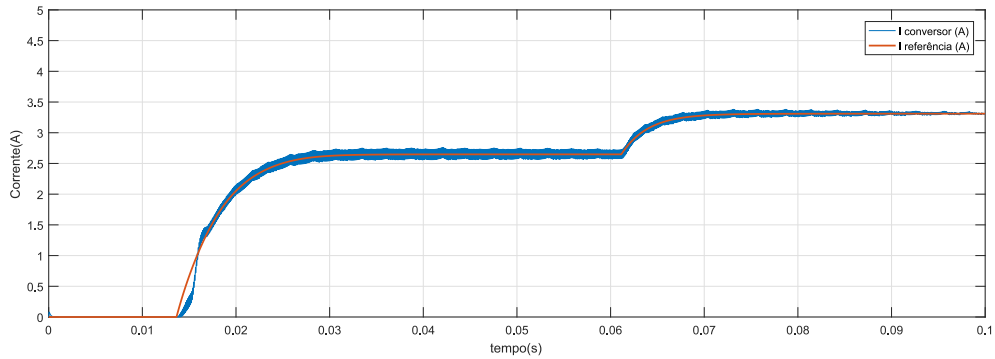
Figura 57 – Característica de corrente do arranjo com rampa decrescente de tensão comparando corrente de referência e a de saída do conversor para: a) 1000 W/m^2 e 200 W/m^2 ; b) 1000 W/m^2 e 500 W/m^2 ; c) 1000 W/m^2 e 800 W/m^2



(a)



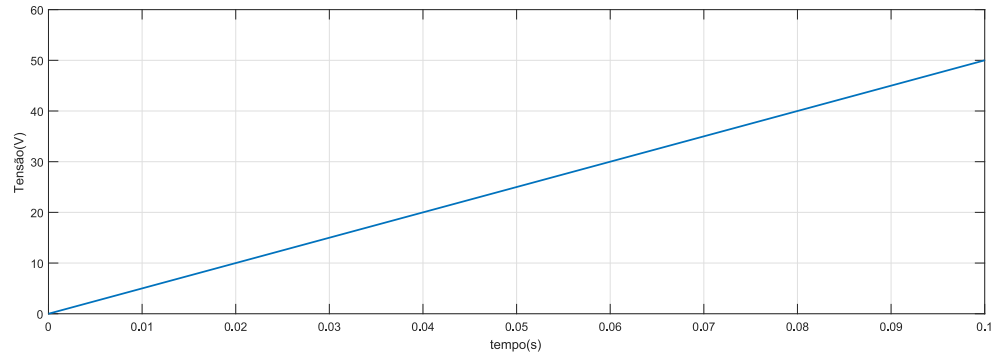
(b)



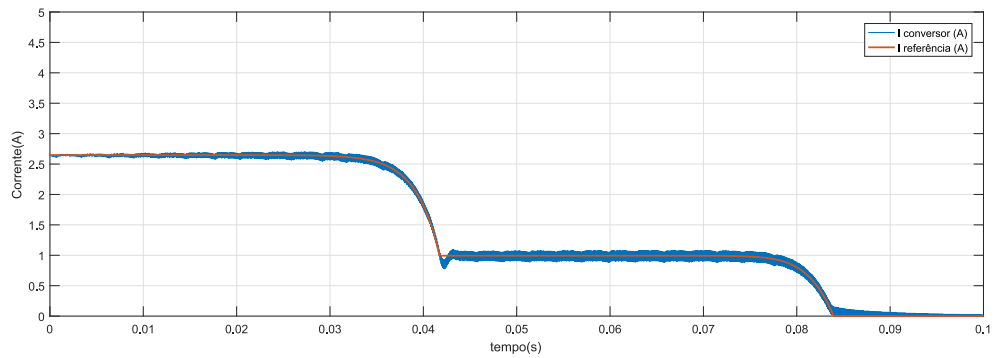
(c)

Os resultados apresentados nas Figuras 58 e 59 têm o objetivo de avaliar o comportamento do emulador quando os módulos se encontram submetidos às variações de níveis de irradiância ainda não apresentados e analisados. A resposta obtida é satisfatória, apresentando maior desvio na resposta do conversor, para rampa decrescente de tensão, quando o indutor é submetido a um ponto de operação inicial de corrente nula.

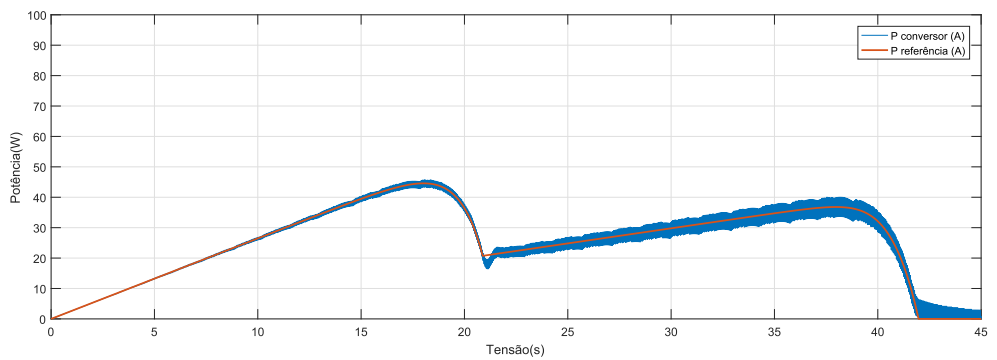
Figura 58 – Características elétricas do arranjo com rampa crescente de tensão para um módulo com 800 W/m^2 de irradiância e outro com 300 W/m^2 . a) Tensão ; b) Corrente; c) $P \times V$



(a)



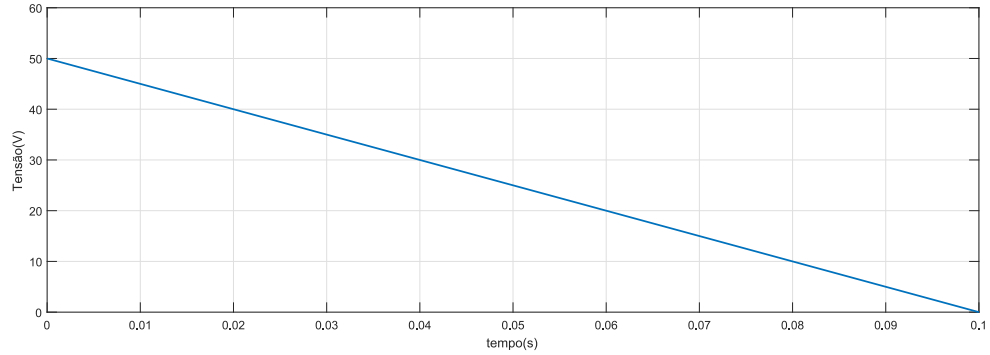
(b)



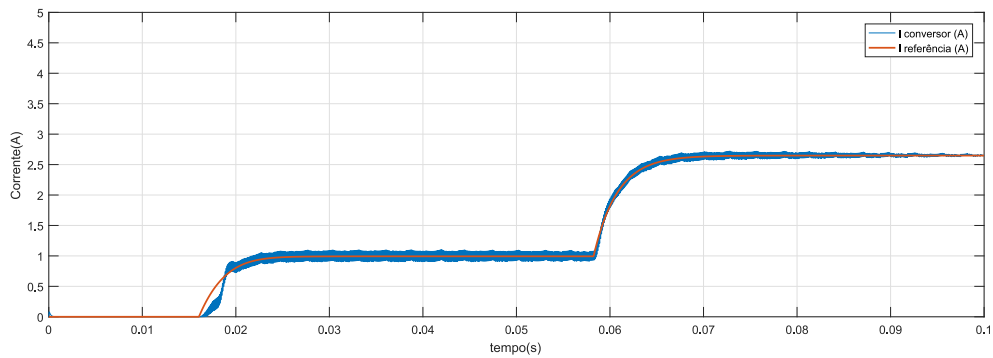
(c)

Percebe-se visualmente que o máximo global em todas as situações é bem representado, tornando disponível a utilização da resposta do emulador para utilização em estudos de MPPT's.

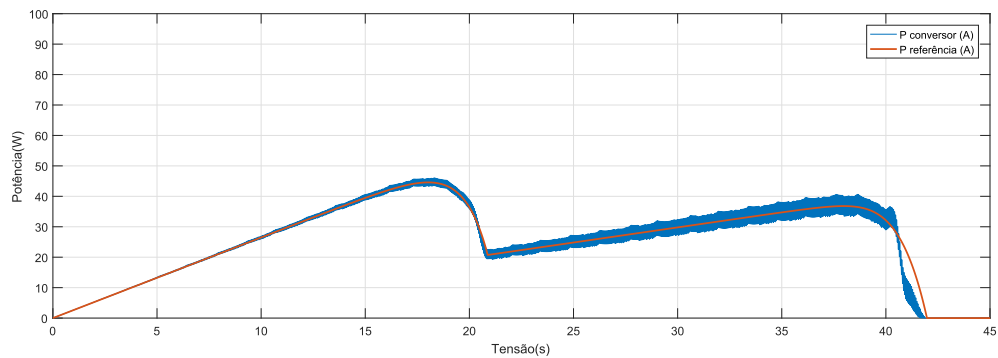
Figura 59 – Características elétricas do arranjo com rampa decrescente de tensão para um módulo com 800 W/m^2 de irradiância e outro com 300 W/m^2 . a) Tensão ; b) Corrente; c) $P \times V$



(a)



(b)



(c)

5.4 Conclusões

Este capítulo apresentou o emulador fotovoltaico proposto. O projeto do conversor *Buck* foi desenvolvido estabelecendo os principais parâmetros utilizados e calculando seus elementos passivos. A partir da determinação do modelo do conversor, foi possível obter a função de transferência em malha aberta do mesmo, por meio do modelo de pequenos sinais, utilizando a técnica da média das equações. A sintonia do controlador foi realizada

no domínio da frequência utilizando diagramas de Bode.

O emulador projetado e avaliado em simulação apresenta bons resultados, realizando a excursão de toda a curva de corrente e potência, com variação positiva e negativa da tensão de referência. Quando a condição inicial do conversor é de corrente nula, é observado um desvio maior no início da operação, por estar o indutor descarregado. Para os resultados apresentados com variação de tensão positiva, a corrente no indutor foi inicializada em um valor de regime, caso contrário, a mesma característica seria notada.

Para valores de corrente mais baixos, próximo do ponto de operação projetados, os desvios observados são maiores, demonstrando a necessidade de melhoria do controle para tais pontos de operação.

6 Conclusão

6.1 Conclusões finais

Este trabalho apresentou uma modelagem de agrupamento de módulos fotovoltaicos, considerando condições de sombreamento parcial para emulação das características de arranjos fotovoltaicos.

Foi realizada uma investigação do efeito de sombreamento parcial a módulos arranjos em série, e a partir do modelo matemático utilizado (Modelo de Primeira Ordem descrito em Costa (2010)) , foi desenvolvido um algoritmo para emulação do efeito de sombreamento. Os parâmetros do modelo foram levantados pelo algoritmo Evolução Diferencial, e o modelo de célula apresentado pelo SIMULINK foi comparado à resposta obtida para avaliação do resultado.

A partir da corrente estimada pelo modelo matemático, um conversor CC *Buck* foi acionado, realimentado por um controle de corrente PI, emulando as características elétricas do módulo. O conversor foi projetado e para análise de seus resultados, submetido à variações de tensão de referência positiva e negativa com intuito de analisar a excursão da curva de corrente e de potência para diferentes níveis de valores de radiação solar.

O algoritmo para adaptação de associação série de módulos submetidos aos efeitos de sombreamento obteve resultados satisfatórios, muito próximos ao esperado para a utilização de apenas um módulo previsto por Costa (2010) em sua avaliação do Modelo de Primeira Ordem. Os desvios percentuais calculados para as principais grandezas elétricas e para o fator de forma são pequenos, abaixo da faixa de tolerância do fabricante do módulo comercial utilizado de -5% a 10% .

As respostas apresentadas pelo conversor *Buck*, demonstraram um comportamento adequado, com boa dinâmica nos estágios de troca de condução entre os módulos e alcançou excursão de toda a curva de corrente e potência do arranjo. Quando a condição inicial do conversor é nula para corrente, foi observado um desvio maior no início da operação, por estar o indutor descarregado, e para valores de corrente mais baixos, próximo do ponto de operação projetados, os desvios observados foram maiores, demonstrando a necessidade de melhoria do controle para tais pontos de operação.

Conclui-se que no método descrito, para os diferentes valores de radiação, e variações de tensão, os pontos de máxima potência foram bem representados, o que valida uma possível utilização da representação descrita neste trabalho com fim de auxiliar no estudo e implementação de algoritmos MPPT's.

6.2 Trabalhos futuros

Alguns itens são identificados e sugeridos como trabalhos futuros:

- Avaliação do uso de um controle adaptativo para ajustes de ganhos do controlador em diferentes pontos de operação.
- Adequação do algoritmo para representação de sombreamento para n agrupamentos de módulos com características diferentes.
- Emulação em hardware da proposta simulada.
- Realização de ensaios em módulos comerciais para levantamento dos parâmetros do modelo para o algoritmo apresentado, melhorando a estimação dos parâmetros para valores reais.

6.3 Produção científica

Este trabalho apresentou a seguinte contribuição bibliográfica:

HERINGER, N.; SCHWAB, S.; SIMONETTI, D. Emulador Eletrônico de Arranjos Fotovoltaicos Utilizando o Conversor *Buck* Controlado em Corrente. XXI CBA - Congresso Brasileiro de Automática. p.1–6 Outubro, 2016, 2014

Referências

- ANEEL. No Title. *Resolução Normativa Nº 482*, p. 1–4, 2012. Citado na página 16.
- APOLINÁRIO, J.; AUGUSTO, S.; SAMPAIO, L. P. Emulador Eletrônico de Arranjos Fotovoltaicos Utilizando o Conversor Buck Controlado em Corrente. n. October 2016, 2014. Citado na página 27.
- BARBI, I. *Projeto de Fontes Chaveadas*. Florianópolis: Edição do Autor, 2007. 332 p. Citado 2 vezes nas páginas 62 e 63.
- BINDUHEWA, P. J.; BARNES, M. Photovoltaic emulator. *8th International Conference on Industrial and Information Systems, ICIIS 2013 - Conference Proceedings -IEEE*, v. 2, p. 519–524, 2013. Citado na página 27.
- COSTA, W. T. da. *Modelagem, estimação de parâmetros e método MPPT para módulos fotovoltaicos*. Vitória: Universidade Federal do Espírito Santo, 2010. Citado 10 vezes nas páginas 15, 26, 27, 29, 32, 33, 34, 36, 55 e 78.
- Da Rosa, A. V. *Fundamentals of renewable energy processes*. San Diego: Elsevier Academic Press, 2012. ISBN 9780120885107. Citado na página 29.
- D’ELIA, G.; HOLSTEN, F. *Kognitiv terapi har visat god effekt pa panikangest*. 1998. 4869–4872 p. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 35.
- DIMITRIEV, O. P. Global Energy Consumption Rates : Where is the Limit ? *Sustainable Energy*, v. 1, n. 1, p. 1–6, 2013. Citado na página 15.
- EPE, E. D. P. E. Balanço energético nacional 2015: ano base 2014. *Balanço Energético Nacional*, p. 292, 2016. Citado na página 15.
- ERICKSON, R. W.; MAKSIMOVIC, D. *Fundamentals of Power Eletronics*. [S.l.: s.n.], 2006. ISSN 1098-6596. ISBN 9789350245262. Citado 2 vezes nas páginas 64 e 67.
- ERKAYA, Y. et al. Development of a Solar Photovoltaic Module Emulator. *Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2015 IEEE 42nd*, p. 5–7, 2015. Citado na página 27.
- FILHO, A. V. *O Brasil no Contexto Energético Mundial*. São Paulo: [s.n.], 2009. 21 p. Citado na página 15.
- GONZALEZ-LLORENTE, J. et al. Simple and Efficient Low Power Photovoltaic Emulator for Evaluation of Power Conditioning Systems. n. V, p. 3712–3716, 2016. Citado na página 27.
- ISHAQUE, K. et al. Parameter extraction of solar photovoltaic modules using penalty-based differential evolution. *Applied Energy*, v. 99, p. 297–308, 2012. Citado na página 36.
- KHATIB, T.; ELMENREICH, W. *Modeling of photovoltaic systems using Matlab-Simplified green code*. New Jersey: Wiley, 2016. 232 p. ISBN 9781119118107. Citado na página 27.

- KOUTROULIS, E.; KALAITZAKIS, K.; TZITZILONIS, V. Development of an FPGA-based system for real-time simulation of photovoltaic modules. *Microelectronics Journal*, Elsevier, v. 40, n. 7, p. 1094–1102, 2009. ISSN 00262692. Citado na página 26.
- KYOCERA. *OFF-GRID Modules specifications*. Citado na página 55.
- KYOCERA. *KC50T -Módulo Policristalino de Alta Eficiência*. 2008. Citado na página 46.
- MIDDLEBROOK, R. D.; SLOBODAN, Č. A general unified approach to modelling switching-converter power stages. *International Journal of Electronics*, v. 42, n. 6, p. 521–550, 1977. ISSN 0020-7217. Citado na página 64.
- NAGAYOSHI, H. et al. Novel PV array/module I-V curve simulator circuit. *Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2002.*, p. 1535–1538, 2002. ISSN 1060-8371. Citado na página 26.
- NETO, M.; BRANDÃO, L. d. V. *Caracterização de geradores fotovoltaicos e desenvolvimento de seguidor de potência máxima para sistemas autônomos aplicados à eletrificação rural*. 2006. Citado na página 27.
- RESTRITOS, P. D. E. O.; TRINDADE, G. Estratégias de evolução diferencial aplicadas a problemas de otimização restritos. 1999. Citado na página 34.
- SERA, D.; BAGHZOUZ, Y. On the Impact of Partial Shading on PV Output Power Institute of Energy Technology. *2nd WSEAS/IASME International Conference on Renewable Energy Sources (RES'08)*, p. 229–234, 2008. Citado na página 45.
- SILVA, L. d. A. PID inteligente: Síntese otimizada de controladores fuzzy via algoritmos evolutivos. 2014. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 37.
- STORN, R.; PRICE, K. V. Differential Evolution - A simple and efficient adaptive scheme for global optimization over continuous spaces. p. 1–12, 1995. ISSN 1075-4946. Citado na página 34.
- VEERAPEN, S.; WEN, H. Shadowing Effect on the Power Output of a Photovoltaic Panel. n. 51407145, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 9, 38 e 39.
- VIJAYAKUMARI, A.; DEVARAJAN, A. T.; DEVARAJAN, N. Design and development of a model-based hardware simulator for photovoltaic array. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Elsevier Ltd, v. 43, n. 1, p. 40–46, 2012. ISSN 01420615. Citado na página 26.
- VILLALVA, M. G. *Energia Solar Fotovoltaica. Conceitos e Aplicações*. 2ª. ed. São Paulo: Érica, 2015. 224 p. Citado 3 vezes nas páginas 16, 17 e 21.
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. Energia Solar Fotovoltaica - Introdução. *O Setor Elétrico*, n. Janeiro, 2013. Citado na página 16.
- ZIAR, H. et al. Bypass diode characteristic effect on the behavior of solar PV array at shadow condition. *2012 3rd Power Electronics and Drive Systems Technology, PEDSTC 2012*, v. 01, p. 229–233, 2012. Citado na página 45.

Apêndices

Apêndice A

Modelo de Primeira Ordem adaptado para sombreamento

```
function Ip =  
mlordserie(Irra,Temp,Icc,Vca,IrraRef,TempRef,alfa,beta,c1,c2,c3,c4,V  
,Irra2)  
Vp1=0;  
k=1;  
aux=0;  
% Calculo de Isc em funcao da irradiancia e da temperatura do Pannel  
1  
Icc_c1 = (Irra/IrraRef)*(Icc+alfa*(Temp-TempRef));  
% Calculo de Isc em funcao da irradiancia e da temperatura do Pannel  
2  
Icc_c2 = (Irra2/IrraRef)*(Icc+alfa*(Temp-TempRef));  
  
% Calculo de Voc em funcao da irradiancia e da temperatura  
Vca_c1 = Vca+beta*(Temp-TempRef)+log(Irra/IrraRef);  
Vca_c2= Vca+beta*(Temp-TempRef)+log(Irra2/IrraRef);  
  
% Calculo de tau  
tau1 = c1*Irra/IrraRef + c2*(Temp+273.15)/(TempRef+273.15) +  
c3*(Irra/IrraRef)*(Temp+273.15)/(TempRef+273.15) + c4;  
  
tau2 = c1*Irra2/IrraRef + c2*(Temp+273.15)/(TempRef+273.15) +  
c3*(Irra2/IrraRef)*(Temp+273.15)/(TempRef+273.15) + c4;  
  
% Cálculo da tensão Vi  
Vi=Vca_c1+tau1* log(1-(Icc_c2/Icc_c1));  
  
% Cálculo da aproximação de corrente Ip2'  
Ip2' = Icc_c2*(1-exp((V-Vca_c1-Vca_c2)/(tau2)));  
  
%-----CALCULANDO INTERVALOS -----  
  
%Detectando o painel com maior radiação  
  
if (Icc_c1>Icc_c2)  
    painel=1;  
elseif (Icc_c1<=Icc_c2)  
    painel=2;  
else  
    painel=0; % caso de as radiações serem iguais  
end  
  
if Ip1 < 0  
Ip1 = 0;
```

```

end

switch painel
case 1 % caso de o painel 1 ser o de maior radiação
    while k > 3
        aux=Ip2';
        Ip2' = Icc_c2*(1-exp((V-Vp1-Vca_c2)/(tau2)));
        Vp1=Vca_c1+tau1*log((Icc_c1-Ip2')/Icc_c1);
        k=k+1;
    end

    Ip2=(Ip2'+aux)/2;
    Ip1=Icc_c1*(1-exp((V-Vca_c1)/(tau1)));

    %analizando os intervalos
    if (V<=vi)
        Ipa=Ip1;
    else
        Ipa=Ip2;
    end

case 2 % caso de o painel 2 ser o de maior radiação

    while k > 3
        aux=Ip1';
        Ip1' = Icc_c1*(1-exp((V-Vp1-Vca_c1)/(tau1)));
        Vp1=Vca_c2+tau2*log((Icc_c2-Ip1')/Icc_c2);
        k=k+1;
    end

    Ip1=(Ip1'+aux)/2;
    Ip2=Icc_c2*(1-exp((V-Vca_c2)/(tau2)));

    %analizando os intervalos
    if (V<=vi)
        Ipa=Ip2;
    else
        Ipa=Ip0;
    end

case 0 % caso de os paineis apresentarem radiações iguais
    Ipa=Icc_c1*(1-exp((V-Vca_c1-Vca_c2)/tau1));
end;

if Ipa < 0
    Ipa = 0;
end

```

```
    Ip=Ipa;  
end
```

Apêndice B

Algoritmo Evolução Diferencial implementado

```
function tal =  
ED(gmax,Np,Dp,F,Cr,limiteinf,limitesup,vetorx,vetory,Irra,Temp,Icc,Vca,Irra  
Ref,TempRef,alfa,beta)  
  
% EVOLUÇÃO DIFERENCIAL PARA ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS  
  
alvo=0;  
prova=0;  
  
%----- Parâmetros -----  
% gmax=2;  
% Np=40; % tamanho da população  
% Dp=4; % número de parâmetros  
% F=0.8; %Fator de mutação  
% Cr= 0.8; % Fator de cruzamento  
% limiteinf=0;  
% limitesup=1;  
  
%----- Gerar a matriz população-----  
  
for k1= 1:Dp  
  
    for k2= 1 : Np  
        populacao(k1,k2)=limiteinf+rand*(limitesup-limiteinf);  
    end  
  
end  
for k0=1:gmax  
%----- Escolha dos vetores aleatórios-----  
nova_populacao=0;  
max_pop = size(populacao,1); % Retorna o tamanho da população  
max_ind = size(populacao,2); %Retorna o tamanho do indivíduo  
%nova_populacao = populacao; % Inicia a matriz nova_populacao  
aux=100;  
r1=0;  
r2=0;  
base=0;  
  
for k3=1:Np  
    custo_prova=0;  
    custo_alvo=0;  
    while  
(r1==r2 || r2==base || r1==base || r1==k3 || r2==k3 || base==k3 || base==0 || r1==0 || r2==  
0)  
        r1=round(rand*40);  
        r2=round(rand*40);  
    end  
end  
end  
end
```

```

        base= round(rand*40);
end

for k4=1:Dp

    vetor_alvo(k4)=populacao(k4,k3);           % vetor alvo
    vetor_r1(k4)=populacao(k4,r1);           % vetor r1
    vetor_r2(k4)=populacao(k4,r2);           %vetor r2
    vetor_base(k4)=populacao(k4,base);        %vetor base
    vetor_dif(k4)= vetor_r1(k4)- vetor_r2(k4); % vetor diferenças
    vetor_mut(k4)= (vetor_dif(k4)*F)+vetor_base(k4); % vetor mutação
    vetor_rand(k4)= limiteinf+rand*(limitesup-limiteinf);

    if vetor_rand(k4)>= Cr
        vetor_prova(k4)=vetor_alvo(k4);
    else
        vetor_prova(k4)=vetor_mut(k4);
    end

    %ajustando o vetor prova nos limites

    if (vetor_prova(k4)>limitesup)
        vetor_prova(k4)=1;
    end

    if (vetor_prova(k4)<limiteinf)
        vetor_prova(k4)=abs(vetor_prova(k4));
    end
end

% Calcular modelo 1 ordem para os vetores alvo e prova

    Ipalvo = mlordvetor
    (Irra,Temp,Icc,Vca,IrraRef,TempRef,alfa,beta,vetor_alvo(1),vetor_alvo(2),ve
tor_alvo(3),vetor_alvo(4),vetorx);

    Ipprova =
    mlordvetor(Irra,Temp,Icc,Vca,IrraRef,TempRef,alfa,beta,vetor_prova(1),vetor
_prova(2),vetor_prova(3),vetor_prova(4),vetorx);
        custo_alvo=fitness(vetory,Ipalvo);
        custo_prova=fitness(vetory,Ipprova);

for k5=1:Dp

    if custo_prova>=custo_alvo

        nova_populacao(k5,k3)=vetor_alvo(k5);

        if aux>=custo_alvo
            aux=custo_alvo;

            linha=k3;

```



```

        else
            linha=linha;
        end
    else
        nova_populacao(k5,k3)=vetor_prova(k5);
        if aux>=custo_prova
            aux=custo_prova;

            linha=k3;
        else
            linha=linha;
        end
    end
end
end

```

```

end
end
tal=[nova_populacao(1,linha),nova_populacao(2,linha),
nova_populacao(3,linha),nova_populacao(4,linha)];

end

```